RAPPORT ANNUEL 2004 - 2005

UNE NOUVELLE STRUCTURE ET UNE GOUVERNANCE ASSIDUE
POUR UN AVENIR BRILLANT

Énergie NB Power

Groupe Group

TABLE DES MATIÈRES

Message du président du conseil d'administration . . . 1
Message du PDG . . . 2
Restructuration . . . 4
Le groupe d'entreprises Énergie NB . . . 6
La Corporation de production Énergie NB . . . 8
La Corporation d'Énergie nucléaire NB . . . 10
La Corporation de transport Énergie NB . . . 12
La Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB . . . 14
La Corporation de portefeuille Énergie NB . . . 16
Carte du réseau . . . 18
Rendement financier 2004-2005 . . . 19
- Discussion et analyse de gestion . . . 20
- Rapport de la direction et rapport des vérificateurs . . . 36
- États financiers combinés . . . 37
- Notes complémentaires aux états financiers combinés . . . 41
- Aperçu statistique . . . 56

Gouvernance . . . 60
Lignes directrices de la Bourse de Toronto (TSX) en matière de gouvernance . . . 62
Conseil d'administration . . . 66
Haute direction . . . 67
Glossaire . . . 68

Rendement financier (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Bénéfice net (perte nette)	**9 $**	(18) $	(77) $
Encaisse d'exploitation	**245 $**	256 $	139 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**(161) $**	(376) $	(86) $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**204 $**	(321) $	(149) $

Ratios et pourcentages financiers

	2004-05	2003-04	2002-03
Marge d'exploitation	**15 %**	14 %	12 %
Encaisse d'exploitation/dépenses en investissements	**0.72x**	0.52x	0.66x
Encaisse d'exploitation/dette totale	**0.08x**	0.08x	0.05x
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	**96 %**	106 %	106 %
Taux de couverture des intérêts	**0.97x**	0.88x	0.68x

Le 30 septembre 2005

À Son Honneur
L'honorable Herménégilde Chiasson
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick

Votre Honneur,

La Corporation de porteteuille Énergie NB a l'honneur de vous présenter, conformément à la *Loi sur l'électricité*, partie II, division A, 10(1), le rapport de l'exercice termine le 31 mars 2005.

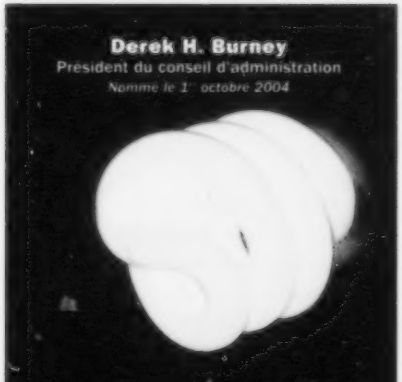
Veuillez agréer, Votre Honneur, l'expression de mes sentiments respectueux.

Le président du conseil d'administration,

Derek H. Burney

MESSAGE DU PRÉSIDENT DU CONSEIL D'ADMINISTRATION

Derek H. Burney
Président du conseil d'administration
Nommé le 1er octobre 2004



« Nous avons fait de grands efforts pour établir une communication constante et ouverte entre la direction, le conseil et notre actionnaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick. »

En raison de la proclamation de la *Loi sur l'électricité* le 1er octobre 2004 et de la restructuration simultanée de la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick, 2004 a été une année exceptionnelle sur le plan de la gouvernance.

Sous la direction de Leon Furlong, le conseil d'administration a veillé à la création et à l'établissement mesures d'une corporation de portefeuille et de quatre entreprises d'exploitation. Toutes les entreprises sont dirigées par un conseil d'administration et un PDG communs. La nouvelle structure marque la transition vers une gestion et une surveillance transparentes de l'optique générale de la corporation de portefeuille et des perspectives indépendantes des entreprises d'exploitation.

La liste des administrateurs a été modifiée en profondeur. En effet, un nouveau président a été nommé au 1er octobre. En tout, deux membres se sont retirés, quatre membres ont été nommés de nouveau et sept nouveaux membres ont été nommés. Pour la première fois, un cabinet externe a été engagé pour chercher des candidats possibles dans le but d'élargir la gamme d'expertise et d'expérience dont dispose le conseil. Tous les nouveaux membres ont été choisis par ce processus.

À la lumière de l'évolution que connaît le domaine de la gouvernance, le conseil d'administration s'est attardé sur les pratiques émergentes en matière de gouvernance d'entreprise et de gestion. Des rôles et des responsabilités clairement définis entre les administrateurs et la direction et des processus plus rigoureux pour l'élaboration d'une orientation stratégique ont préparé le terrain à des changements importants. Les mesures prises font en sorte que les intérêts supérieurs des consommateurs néo-brunswickois sous-tendent une gestion responsable et des décisions prudentes.

Conformément aux principes sous-jacents de la restructuration, nous avons fait de grands efforts pour établir une communication constante et ouverte entre la direction, le conseil et notre actionnaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick. Cet effort s'étend aussi à nos employés, aux agences de réglementation et au public, car le conseil et les entreprises continuent leur cheminement vers une reddition des comptes financiers et un processus décisionnel améliorés.

Pour ce qui est de l'avenir, nous sommes déterminés à continuer d'améliorer nos activités. Nous travaillerons de manière diligente avec la direction et l'actionnaire de façon à soutenir les activités et la gouvernance partout dans le groupe d'entreprises Énergie NB. Je vous encourage à lire la section élargie du rapport annuel sur la gouvernance. Vous y trouverez des exemples de ce que nous avons accompli et de la direction que nous suivrons pendant que nous continuerons à prendre des décisions qui tiennent compte de toutes les options et nous bâtirons et maintiendrons pour la province un réseau électrique qui est sûr, fiable et d'un prix raisonnable.

Le président du conseil d'administration,

Derek H. Burney

Derek H. Burney
Président du conseil d'administration
Nommé le 1er octobre 2004

« Nous avons fait de grands efforts pour établir une communication constante et ouverte entre la direction, le conseil et notre actionnaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick. »

D.H. Burney

MESSAGE DU PDG

David D. Hay
PDG

« Le groupe d'entreprises d'Énergie NB a mis en œuvre le programme Excellence en affaires pour concentrer les efforts sur la prestation d'un service sûr, fiable et rentable, tout en réduisant la pression à la hausse sur les tarifs. »

L'année écoulée a été marquée par d'importants changements pour le groupe d'entreprises d'Énergie NB. Notons en particulier l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Dorénavant, environ 40 % de notre charge peut décider de s'approvisionner en énergie ailleurs qu'auprès d'Énergie NB. La mise en branle de ces changements est venue de la nécessité d'assurer au Nouveau-Brunswick le service, le réseau et l'approvisionnement dont il aura besoin dans l'avenir.

La restructuration d'Énergie NB en une corporation de portefeuille avec quatre entreprises d'exploitation encourage l'efficience et la rentabilité. La nouvelle structure assure une transparence accrue; en effet, chaque entreprise publie ses propres états financiers et plan d'entreprise. En même temps, notre division de Services partagés fournit des services communs à prix modique à chacune des entreprises d'Énergie NB. La facturation directe aux entreprises d'exploitation encourage la rectitude des deux côtés. Il en résulte la possibilité d'une surveillance publique plus efficace, combinée à une meilleure compréhension des risques.

Une reddition de comptes financière accrue permet aux corporations d'améliorer le processus décisionnel pour les décisions d'ordre commercial. Les corporations se sont appuyées sur les forces du passé – services d'ingénierie solides et rendement opérationnel solide des différents réseaux de production, de transport et de distribution – et ont poursuivi en portant une plus grande attention aux répercussions de leurs décisions.

Cette année, le groupe d'entreprises Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 9 millions de dollars sur des produits totaux de 1,4 milliard. Le groupe a versé des dividendes de 5 millions à la Corporation financière d'électricité, et il a fait des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts d'un total de 16 millions de dollars.

Le portefeuille énergétique diversifié du groupe d'entreprises Énergie NB a permis aux entreprises de gérer plus efficacement les coûts des combustibles dans le sillage de la hausse des prix des combustibles et de la charge accrue dans la province. En tirant parti de l'hydraulicité et en évitant l'utilisation de combustibles thermiques coûteux pour la production d'électricité pour la province, on a pu ouvrir des possibilités de ventes à l'extérieur de la province. Ces mesures ont aussi atténué les répercussions de la baisse de production à la centrale de Point Lepreau. De plus, les répercussions de la diminution des revenus de transport ont été tempérées par l'augmentation des réservations à court terme sur le réseau de transport par les entreprises d'électricité avoisinantes.

Au cours de l'année, il est devenu évident que la montée des coûts des combustibles ajouterait quelque 70 millions de dollars aux coûts de production du groupe en 2005-2006. Le groupe d'entreprises Énergie NB a donc mis en œuvre le programme Excellence en affaires pour concentrer les efforts sur la prestation d'un service sûr, fiable et rentable, tout en réduisant la pression à la hausse sur les tarifs. Le programme prévoyait des réductions de coûts, un programme de réaménagement des effectifs, un processus amélioré de planification commerciale et d'établissement du budget et l'utilisation d'un tableau de bord prospectif pour accroître l'efficience et abaisser les coûts.

Le programme de réaménagement des effectifs a donné lieu à une réduction de 10 % du personnel et contribué à la réduction prévue de 40 millions de dollars des coûts annuels à partir de 2005-2006. Étant donné la réduction des effectifs, le groupe est en train de remanier les processus afin de soutenir les réductions de coûts, tout en maintenant un rendement opérationnel solide.

106-01083/

La poursuite de l'excellence par le groupe d'entreprises Energie NB a aussi eu comme effet de centrer l'attention sur les pressions commerciales que continuent d'exercer plusieurs dossiers importants : recherche d'un combustible de rechange moins cher pour la centrale de Coleson Cove, prise d'une décision sur l'avenir de la centrale de Point Lepreau, et réaction aux coûts des combustibles à la hausse et à la pression qui en résulte sur les tarifs.

En décembre 2004, on a achevé la remise à neuf de la centrale de Coleson Cove selon le calendrier et le budget prévus. Le résultat est une source de production fiable jusqu'en 2040 ainsi qu'une réduction des impacts sur l'environnement. Tandis que la recherche de sources de combustibles de rechange se poursuit, la centrale continue de brûler du mazout lourd.

En l'hiver de 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a mandaté M. Robin Jeffrey à exécuter une étude indépendante du projet de remise à neuf de la centrale. En réponse au rapport de M. Jeffrey, le groupe d'entreprises Energie NB a renégocié ses contrats avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL), envisage la participation du secteur privé et explore l'utilisation de combustibles fossiles avant d'adresser une recommandation à l'actionnaire concernant la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. La province a annoncé en juillet 2005 qu'on remettrait la centrale à neuf en partenariat avec EACL.

En avril 2004, avant la restructuration, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a mis en vigueur une augmentation globale de ses tarifs de 2,5 %. En mars 2005, après la restructuration, la Corporation de distribution et service à la clientèle Energie NB (Distribution Energie NB) a majoré ses tarifs de 4 %. De plus, Distribution Energie NB a présenté une demande à la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP) pour augmenter les tarifs en 2005-2006 à cause de la hausse des prix de combustible. La soumission en question a été convertie plus tard en une demande pour l'exercice 2006-2007 et comprend la proposition de Distribution Energie NB visant à modifier les structures tarifaires pour mieux refléter le plein coût du service et pour réduire l'interfinancement.

Allant de l'avant, le groupe d'entreprises Energie NB poursuivra sa transition vers une organisation allégée et plus rentable; elle examinera des options intéressantes, dont un accent accru sur les économies d'énergie, les sources d'énergie renouvelables et des approches régionales pour les questions énergétiques. L'approbation de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau amènera une concentration accrue sur le projet et sur l'exploitation de la centrale jusqu'à 2008. Sur le plan régional, les travaux se poursuivront sur la deuxième ligne internationale de transport, qui est une ligne de transport et une interconnexion avec le Maine; cette deuxième ligne profitera aux gens du Nouveau-Brunswick et offrira d'autres choix en matière énergétique.

Le groupe d'entreprises Energie NB demeure tourné vers un brillant avenir. L'objectif est simple : réduire les coûts, car un groupe d'entreprises Energie NB solide et stable profite à l'ensemble de la province. Le groupe continuera à trouver des possibilités de fournir à la population du Nouveau-Brunswick de l'électricité de manière sûre, fiable et à prix raisonnable dans le respect de l'environnement, tout en assurant un rendement à l'actionnaire, le gouvernement du Nouveau-Brunswick.

Le président-directeur général,

David D. Hay

RESTRUCTURATION

Suivant la proclamation de la *Loi sur l'électricité* du gouvernement provincial le 1er octobre 2004, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a été restructurée en une corporation de portefeuille avec quatre filiales qui étaient auparavant des unités commerciales de l'entreprise intégrée. Les compagnies créées par la *Loi sur l'électricité* sont les suivantes :

- la Corporation de portefeuille Énergie NB (Holding Énergie NB), dont les filiales s'occupent de la production (classique et nucléaire), du transport et de la distribution;
- la Corporation de production Énergie NB (Production Énergie NB), qui a pris en charge les activités de production classique d'Énergie NB;
- la Corporation Énergie nucléaire NB (Énergie nucléaire NB), qui a pris en charge l'exploitation de la centrale de Point Lepreau;
- la Corporation de transport Énergie NB (Transport Énergie NB), qui a pris en charge les activités de transport d'Énergie NB;
- la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB), qui a pris en charge les activités de distribution et de service à la clientèle d'Énergie NB.

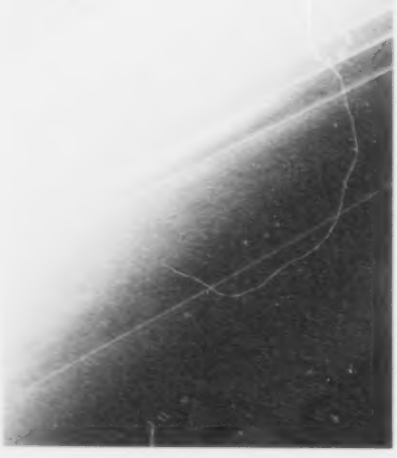
Production Énergie NB a la propriété exclusive de deux filiales :

- la Corporation Coleson Cove Énergie NB (Coleson Cove Énergie NB), qui possède et exploite la centrale de Coleson Cove, dont la capacité de production de 978 MW est comprise dans la capacité totale de Production Énergie NB;
- NB Coal Ltd. (NB Coal), qui fait l'extraction du charbon local pour approvisionner la centrale de Grand Lac.

Transport Énergie NB est unique dans le groupe d'entreprises Énergie NB, car elle est la seule filiale ayant une structure de capitaux commerciale qui comprend une dette et des capitaux propres. Le versement de dividendes à l'actionnaire est assujetti à un taux de rendement réglementé permis.

L'objet de la restructuration Énergie NB était le suivant :

- faciliter la création d'un marché concurrentiel au Nouveau-Brunswick;
- diviser l'entreprise de service public intégrée dans des entités fonctionnelles et éliminer l'interfinancement entre les secteurs d'activité;
- permettre une analyse indépendante comme mesure d'incitation et d'efficience pour la direction;
- permettre au gouvernement provincial de procéder à un échange de créances contre actifs pour que les entreprises d'exploitation puissent emprunter sur le marché de titres sans garantie du gouvernement provincial.



La restructuration a donné lieu à ce qui suit :

- un président, un président-directeur général (PDG) et des administrateurs communs pour Holding Énergie NB et chaque entreprise d'exploitation;
- un échange de créances contre actifs à Transport Énergie NB seulement (140 millions de dollars);
- un échange de dettes aux autres entreprises d'exploitation;
- un accès au crédit à court et à long terme par l'intermédiaire de la Corporation financière d'électricité du Nouveau-Brunswick (Corporation financière) jusqu'à ce que les entreprises soient en mesure d'emprunter sur la base de leur propre crédit;
- des dividendes et d'autres droits, prévus dans l'entente de l'actionnaire;
- le retrait de la valeur nette négative du bilan d'Énergie NB (187 millions de dollars).

La restructuration n'a pas injecté de nouveaux revenus dans le réseau; ce sont plutôt les revenus actuels qui ont été répartis parmi les différentes entreprises pour couvrir les coûts en capital et les coûts d'exploitation.

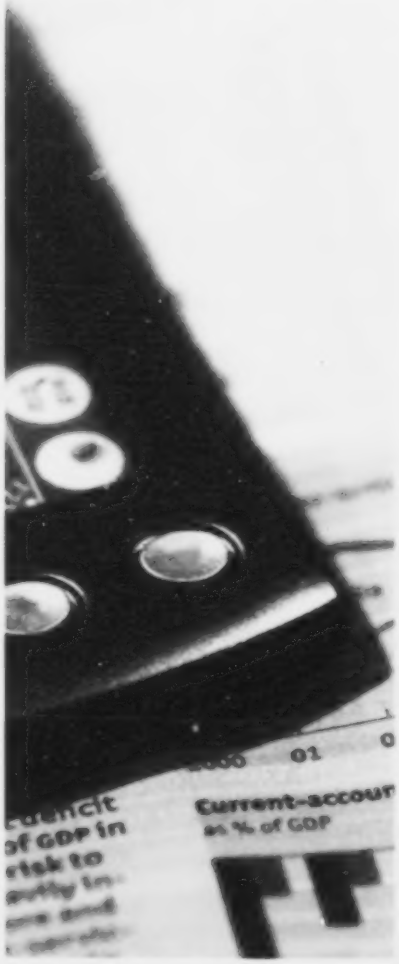
Distribution Énergie NB perçoit des revenus tirés de la vente d'électricité aux clients de la province, afin de couvrir ses dépenses d'immobilisations et d'exploitation et d'atteindre les taux de rendement visés.

Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB tirent chacune des revenus de Distribution Énergie NB. Les montants versés par Distribution Énergie NB à Production Énergie NB et à Énergie nucléaire NB pour fournir de l'électricité aux clients de Distribution Énergie NB sont déterminés en fonction des modalités des ententes d'achat d'énergie.

Production Énergie NB et, à un degré beaucoup moindre, Énergie nucléaire NB, produisent aussi des revenus grâce à la vente d'électricité à l'extérieur de la province. Un tiers des revenus de Production Énergie NB est tiré des ventes hors province, surtout à la Nouvelle-Angleterre.

Transport Énergie NB tire des revenus du tarif d'accès ouvert au réseau de transport, qui est réglementé par la Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick est chargé de l'établissement et de la mise en vigueur du tarif, tandis que Transport Énergie NB est chargé de déterminer et de justifier les besoins de revenus. Les revenus de Transport Énergie NB en vertu du tarif proviennent de la livraison de l'électricité des centrales aux clients du réseau de distribution, aux grandes industries alimentées à partir du réseau de transport et aux entreprises voisines.

LE GROUPE D'ENTREPRISES ÉNERGIE NB



Le groupe d'entreprises Énergie NB fournit à un prix raisonnable de l'électricité rentable et sécuritaire qui est produite dans 15 centrales et acheminée au moyen de lignes électriques, de sous-stations et de postes à plus de 360 000 clients directs et indirects au Nouveau-Brunswick et dans les marchés avoisinants.

DÉVELOPPEMENT DES AFFAIRES

En décembre, Production Énergie NB a achevé le projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove entrepris en 2002 et qui a employé plus de 1 600 personnes à la pointe de la construction. La centrale est la plus importante du parc d'Énergie NB et remplit un tiers des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick durant les mois d'hiver.

La centrale de Coleson Cove a été remise à neuf afin d'assurer le respect par Production Énergie NB des normes environnementales plus sévères et de fournir une source d'énergie fiable jusqu'en 2030. La centrale a continué d'être exploitée pendant la rénovation, assurant ainsi un approvisionnement fiable en énergie pour la population du Nouveau-Brunswick.

À l'hiver de 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a commandé à Robin Jeffrey une étude indépendante du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. En réponse au rapport de M. Jeffrey, le groupe d'entreprises Énergie NB a renégocié les contrats avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL), envisagé de faire intervenir le secteur privé et exploré des combustibles de rechange avant de formuler une recommandation au gouvernement provincial concernant le projet de remise à neuf.

En juillet 2005, ayant tenu compte des options soulevées par ces efforts, le gouvernement provincial a annoncé qu'Énergie nucléaire NB procéderait à la remise à neuf de la centrale en partenariat avec EACL.

EXCELLENCE EN AFFAIRES

En réponse à la pression exercée par la montée des prix du combustible, le groupe d'entreprises Énergie NB a lancé à l'automne 2004 son programme d'Excellence en affaires, avec lequel elle cherchait surtout des réductions de coûts immédiates et durables. Le programme comprenait quatre composantes :

1. **Réduction des coûts** – programme qui examinait tous les aspects des activités et visait à améliorer les processus, à accroître l'efficience et à abaisser le coût de faire des affaires.
2. **Réaménagement des effectifs** – régime de retraite anticipée qui a donné lieu à une réduction de 10 % de la main-d'œuvre.
3. **Planification commerciale et établissement de budget** – processus de planification amélioré, fondé sur des cartes de stratégie en cascade et l'établissement de cibles pluriannuelles, visant à concentrer et à harmoniser les efforts dans toutes les entreprises du groupe, tout en intégrant les réductions de personnel et d'autres coûts.
4. **Tableau de bord prospectif** – instrument de gestion et de mesure du rendement mis en œuvre pour intensifier la reddition de comptes de la direction et améliorer la communication relativement à l'orientation et aux priorités de la Société.

Le programme Excellence en affaires a donné lieu à l'abolition de 278 postes permanents au sein du groupe d'entreprises Énergie NB et à des économies annuelles de 40 millions de dollars à partir de 2005-2006.

ENVIRONNEMENT

Les considérations d'ordre environnemental sont toujours au premier plan des priorités du groupe. Énergie NB a maintenu son engagement envers le respect de l'environnement au moyen des systèmes de gestion environnementale du groupe. Parmi les réalisations de cette année, mentionnons les suivantes :

- émissions de SO_2 sous les limites réglementaires;
- émissions de particules sous les niveaux fédéraux pour les nouvelles centrales;
- analyses d'effluents d'eaux usées sous les limites annuelles réglementaires;
- recyclage de plus de 200 000 tonnes de sous-produits de la production;
- renouvellement de l'agrément sur la qualité de l'air de la centrale de Courtenay Bay;
- plusieurs agréments réglementaires délivrés aux centrales de Coleson Cove, de Courtenay Bay et de Grand Lac pour leurs systèmes de traitement des eaux usées ou systèmes d'égouts domestiques.

RESPONSABILITÉ SOCIALE

Le groupe d'entreprises Énergie NB a aussi maintenu son engagement envers la responsabilité sociale par ses apports à un Nouveau-Brunswick plus vibrant. Les entreprises ont joué un rôle actif dans la collectivité en dirigeant des comités de liaison et en participant à des forums d'information au sujet de Coleson Cove, de Point Lepreau, de la deuxième ligne internationale de transport et d'une usine de gypse à Belledune. La Société a aussi procuré des services au-delà de la province, envoyant des équipes des travaux des lignes à Daytona durant près de deux semaines afin d'aider au rétablissement de l'électricité après le passage de l'ouragan Frances.

Les employés ont participé à la Journée de l'arbre en plantant des arbres et des arbustes et ont agi à titre de conseillers pour le programme Jeunes entreprises. Les employés ont aussi fait des dons, ramassé des fonds et soutenu des organismes de bienfaisance tels que la Dalhousie Medical Research Foundation, la campagne de Centraide, Snowarama, l'hôpital IWK pour enfants et la Course à la vie de la Fondation canadienne pour le cancer du sein.

SÉCURITÉ

La Société a poursuivi ses efforts en matière de sécurité du public et des employés par l'entremise de campagnes telles que *Faites attention aux lignes* et *La sécurité vous ramène chez vous*. Le groupe continue à faire de l'éducation en matière de sécurité en fournissant au personnel enseignant de l'information sur la sécurité électrique, la production électrique, l'énergie nucléaire et d'autres questions reliées à l'électricité.

Par ailleurs, le groupe d'entreprises Énergie NB a maintenu son leadership relativement au bien-être des employés grâce à la mise en œuvre de sa stratégie intégrée en matière de ressources humaines. Le groupe collabore avec la section locale 37 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité pour créer un environnement axé sur la sécurité et le bien-être, qui permet aux gens d'être à leur meilleur.

Énergie NB Power

Production Generation

Darrell Bishop
Vice-president,
Corporation de Production Énergie NB

« Les employés des centrales hydroélectriques de Mactaquac, Beechwood, Grand-Sault et Milltown ont passé une importante étape : ils ont fait un million d'heures-personne sans accident avec perte de travail. »

CORPORATION DE PRODUCTION ÉNERGIE NB

Avec la restructuration d'Énergie NB, Production Énergie NB a pris en charge les activités de production classique d'Énergie NB. Production Énergie NB exploite et entretient l'un des parcs de production les plus diversifiés de l'Amérique du Nord, composé de 14 centrales alimentées par l'énergie hydraulique, le charbon, le mazout, le diesel et l'Orimulsion^MC.

Le réseau des tranches classiques de Production Énergie NB possède une puissance installée nette de 3 313 MW, soit 1 903 MW provenant des centrales thermiques, 884 MW, des centrales hydroélectriques et 526 MW, des turbines à combustion. Durant l'année, Production Énergie NB a acheté deux tranches à la centrale de Millbank pour répondre aux besoins actuels et futurs.

Le 1er octobre 2004, Production Énergie NB a conclu une entente d'achat d'électricité avec Distribution Énergie NB, son seul client dans la province. Le contrat prévoit que Production Énergie NB doit fournir l'approvisionnement énergétique dont elle dispose en priorité à Distribution Énergie NB, avant tout autre client. Par ailleurs, Production Énergie NB gère l'approvisionnement en combustible et la répartition économique aux centrales pour le compte de Distribution Énergie NB.

En 2004-2005, faisant face à des pressions accrues en raison de la hausse des prix des combustibles, Production Énergie NB a continué à fournir des produits énergétiques en gros fiables à des marchés internes et d'exportation. Production Énergie NB a concentré ses efforts sur la remise à neuf de sa plus importante centrale, le maintien d'un rendement fonctionnel solide, l'amélioration de la productivité et la gestion des coûts des combustibles. Elle a aussi obtenu une prolongation jusqu'en 2006 de la convention collective de ses employés, offrant ainsi l'avantage d'une stabilité durable sur le plan de la main-d'œuvre.

Production Énergie NB s'efforce de trouver des moyens innovateurs d'utiliser les sous-produits de la production afin de réduire le nombre de terrains d'enfouissement. Elle a expédié plus de 245 000 tonnes métriques de gypse, un sous-produit de la désulfuration des gaz de combustion aux centrales de Dalhousie et de Belledune qui entre dans la composition du placoplâtre. Production Énergie NB a aussi conclu une entente de 15 ans avec un tiers pour construire et exploiter une installation de séparation des cendres à Belledune. Grâce au processus de séparation, environ 120 000 tonnes métriques de cendres volantes, dérivées du processus de combustion de solides à la centrale de Belledune, seront vendues ou rebrûlées chaque année au lieu d'être enfouies.

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

Nombre d'employés	511
Centrales (propriétaire)	14
Capacité nette	3 313 MW
Alimente	environ 74 % de la charge provinciale
Clients	Distribution Énergie NB Marchés à l'exportation

En décembre 2004, Production Énergie NB a achevé le projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove entrepris en 2002; le projet a employé 1 600 personnes à la pointe de la construction. La centrale est la plus grande du parc d'Énergie NB et comble un tiers des besoins énergétiques du Nouveau-Brunswick durant les mois d'hiver. La centrale a continué d'être exploitée pendant la rénovation, puisque chaque tranche a été remise à neuf séparément, assurant ainsi un approvisionnement fiable en énergie pour les gens du Nouveau-Brunswick.

La remise à neuf de la centrale avait pour but de permettre à Production Énergie NB de se conformer aux normes environnementales plus sévères et d'en faire une source d'énergie fiable jusqu'en 2030. L'installation et la modification d'équipement devaient permettre de réduire les taux d'émissions de SO_2 de 77 %, de NO_x de 70 %, et de particules, de 75 %.

En réponse à la pression exercée par la hausse des prix des combustibles, Production Énergie NB a participé au programme Excellence en affaires afin de réduire ses coûts et d'améliorer l'efficience de ses activités en tirant parti de la diversité de ses sources de combustible pour en optimiser l'utilisation. Elle a aussi accru l'utilisation des combustibles à coût plus faible tels que le coke de pétrole et effectué des opérations de couverture efficaces reliées aux prix des combustibles. Durant l'année, les niveaux hydrauliques ont été inférieurs aux niveaux de l'année précédente, mais de 6 % supérieurs à la moyenne historique. Étant donné la hausse spectaculaire des prix mondiaux des combustibles, l'exploitation de la centrale de Grand Lac et de NB Coal continue à être économique. Il s'ensuit que la mise hors service de ces deux installations a été reportée.

Grâce au programme Excellence en affaires, les coûts ont pu être réduits encore plus par le départ de 50 employés de longue date, qui ont accepté de participer à un régime volontaire de réaménagement des effectifs. Production Énergie NB a restructuré son équipe de gestion et son personnel afin d'être en mesure de répondre à ses besoins fonctionnels et de se concentrer sur des objectifs stratégiques.

Dans toutes ses activités, Production Énergie NB a continué à promouvoir la sécurité comme mode de vie au travail. Des comités mixtes de santé et de sécurité et des programmes de sécurité tels que les réunions de contrôle des pertes, les examens de la gestion de la sécurité et des journées sur la sécurité ont contribué à créer une forte culture de la sécurité. Les employés des centrales hydroélectriques de Mactaquac, de Beechwood, de Grand-Sault et de Milltown en ont fait la preuve lorsqu'ils ont célébré un jalon important en franchissant le cap d'un million d'heures travaillées sans accident avec perte de travail.

Allant de l'avant, Production Énergie NB continuera à produire de l'électricité de façon sûre et fiable et dans le respect de l'environnement. Elle atteindra ces objectifs en continuant à viser la réduction et la gestion des coûts, l'amélioration de l'exploitation pour assurer la disponibilité et la fiabilité de la production, l'optimisation de l'approvisionnement et de l'utilisation des combustibles, et l'amélioration des méthodes de commercialisation en vue de maximiser les marges d'exportation.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

Disponibilité de la tranche (pourcentage)

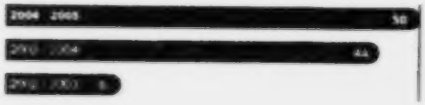
La disponibilité de la tranche représente le pourcentage du temps, incluant les arrêts prévus et imprévus, pendant lequel la tranche peut produire de l'électricité.

EEA ($/MWh)

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont une indication de la gestion efficace des ressources.

Sécurité (journées perdues)

Le nombre d'accidents avec perte de travail indique l'efficacité des programmes de sécurité et la force de la culture de sécurité.



INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

Disponibilité de la tranche (pourcentage)

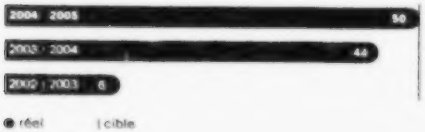
La disponibilité de la tranche représente le pourcentage du temps, incluant les arrêts prévus et imprévus, pendant lequel la tranche peut produire de l'électricité.

EEA ($/MWh)

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont une indication de la gestion efficace des ressources.

Sécurité (journées perdues)

Le nombre d'accidents avec perte de travail indique l'efficacité des programmes de sécurité et la force de la culture de sécurité.



Énergie NB Power

Nucléaire Nuclear

CORPORATION D'ÉNERGIE NUCLÉAIRE NB

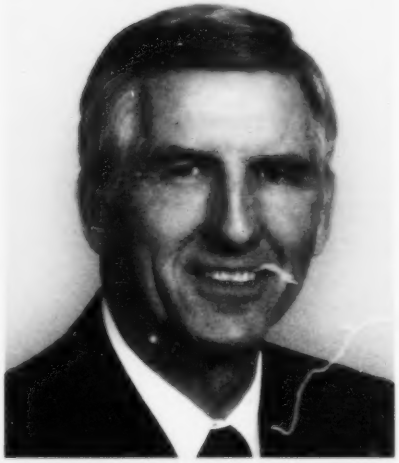
La restructuration d'Énergie NB a confié à Énergie nucléaire NB l'exploitation de la centrale de Point Lepreau. Énergie nucléaire NB exploite et entretient un réacteur CANDU 6 qui fournit 635 MW d'électricité au Nouveau-Brunswick, ce qui représente jusqu'à 30 % des besoins en énergie électrique de la province.

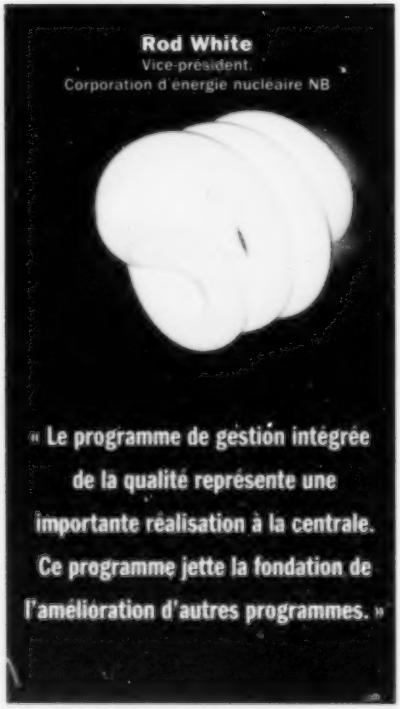
Le 1er octobre 2004, Énergie nucléaire NB est demeurée une société mandataire de la Couronne en raison de ses importantes obligations à long terme en cas de déclassement. De plus, Énergie nucléaire NB s'est assuré un marché pour sa production au moyen de contrats à long terme conclus avec Distribution Énergie NB et avec Maritime Electric Company, Limited.

La production de la centrale évite de grandes quantités d'émissions de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote, jouant ainsi un rôle de premier plan dans le rendement en matière d'environnement d'Énergie NB. En 2004-2005, Énergie nucléaire NB s'est employée à assurer un approvisionnement énergétique sûr et fiable en attendant de connaître la décision qui allait être prise au sujet de la remise à neuf de la centrale en vue d'en prolonger la durée d'utilisation jusqu'en 2034.

À l'hiver de 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a commandé à Robin Jeffrey une étude indépendante sur le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. En réponse aux recommandations de M. Jeffrey, le groupe d'Énergie NB a renégocié les contrats avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL) et exercé une diligence raisonnable pour trouver des investisseurs tiers pour la centrale. Ayant tenu compte des options soulevées par ces efforts, en juillet 2005 le gouvernement provincial a annoncé qu'Énergie nucléaire NB procéderait à la remise à neuf de la centrale en partenariat avec EACL.

Tout au long de l'année, les progrès accomplis par Énergie nucléaire NB sur un certain nombre de mesures demandées par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN) ont favorisé des relations de travail soutenues et positives avec l'organisme de réglementation. Énergie nucléaire NB continue d'effectuer des travaux visant à corriger les points soulevés par la CCSN relativement au rendement humain, à la préparation aux situations d'urgence et à l'aptitude fonctionnelle de l'équipement.





STATISTIQUES D'EXPLOITATION

Nombre d'employés	738
Centrale	Réacteur nucléaire CANDU 6
Capacité nette	635 MW
Alimente	environ 25 % de la charge provinciale
Clients	Distribution Énergie NB (95 %) Maritime Electric Company, Limited (5 %)

La CCSN a déclaré qu'Énergie nucléaire NB avait amélioré son programme de sûreté grâce à l'élaboration et à la mise en œuvre d'un programme intégré de gestion de la qualité. L'achèvement du programme a représenté un important jalon pour la centrale et sert de modèle pour améliorer d'autres programmes.

Alors qu'Énergie nucléaire NB a atteint ou dépassé toutes ses cibles sur le plan de la sûreté nucléaire, les résultats du côté de la sécurité au travail sont moins bons. À la suite d'un certain nombre d'accidents mineurs, la direction a déterminé qu'il fallait accroître la formation et la sensibilisation en matière de sécurité, ce qu'elle a fait.

L'évaluation par les pairs de la World Association of Nuclear Operators effectuée en 2004 a constaté que tous les points notés précédemment sauf un avaient été résolus. L'évaluation a aussi relevé de nouveaux points à améliorer, auxquels la direction donnera suite au moyen d'une démarche structurée.

Dans l'ensemble, l'état physique de la centrale s'est amélioré, le retard accumulé au chapitre de l'entretien correctif ayant été grandement comblé et la tendance étant maintenant à un entretien proactif. Toutefois, la fiabilité de la centrale continue de poser un risque d'affaires continu pour Énergie nucléaire NB. En raison de défis accrus liés à l'entretien, notamment ayant trait au vieillissement des tuyaux d'alimentation qui transportent l'eau lourde sous pression des canaux de combustible aux chaudières, il est possible que des arrêts imprévus continuent de survenir. Le rendement financier demeurera vulnérable jusqu'à la remise à neuf de la centrale.

La centrale a atteint un facteur de capacité de 77 %, comparativement à l'objectif de 80 % fixé pour l'année. La production moindre est surtout attribuable à une prolongation de l'arrêt d'entretien prévu pour permettre la résolution des problèmes liés au vieillissement des tuyaux d'alimentation. La réduction du facteur de capacité a donné lieu à des coûts accrus pour le groupe d'entreprises Énergie NB, puisque de l'énergie plus chère a dû être utilisée pour combler le manque. La direction a réorganisé les travaux prévus pour tenir compte des coûts d'entretien différentiels. De plus, Énergie nucléaire NB a achevé 80 % de son plan d'investissement pluriannuel par des projets dont la priorité a été établie en fonction de leurs répercussions sur les exigences reliées au permis d'exploitation, à la sûreté et à la fiabilité.

Énergie nucléaire NB a des relations de travail positives avec la section locale 37 de la Fraternité internationale des ouvriers en électricité et, en octobre 2004, elle a prolongé la convention collective jusqu'au 31 décembre 2010. Cette prolongation assurera la stabilité de la main-d'œuvre durant la préparation et la réalisation de la remise à neuf de la centrale par Énergie nucléaire NB.

Allant de l'avant, Énergie nucléaire NB continuera à exploiter la centrale de Point Lepreau de façon sûre et fiable et se préparera à la remise à neuf afin que le projet puisse être achevé avec succès.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

Frais EEA directs (en millions)

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont comparés aux prévisions budgétaires pour mesurer l'efficacité de la planification et de la gestion.

Facteur de capacité net (exercice)

Le facteur de capacité net (MWh) représente la production réelle acheminée au réseau (MW) divisée par la production maximale idéale acheminée au réseau (MW).

Accidents avec perte de travail (nombre d'accidents)

Le nombre d'accidents avec perte de travail indique l'efficacité des programmes de sécurité et la force de la culture de sécurité à la centrale.

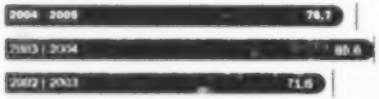
INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

Frais EEA directs (en millions)

Les frais d'exploitation, d'entretien et d'administration sont comparés aux prévisions budgétaires pour mesurer l'efficacité de la planification et de la gestion.

Facteur de capacité net (exercice)

Le facteur de capacité net (MWh) représente la production réelle acheminée au réseau (MW) divisée par la production maximale idéelle acheminée au réseau (MW).



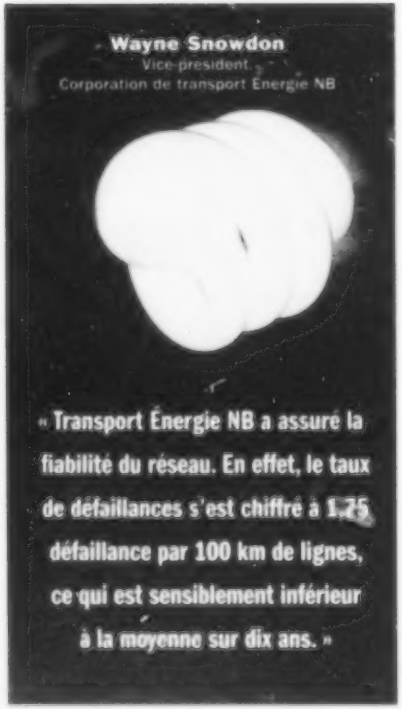
Accidents avec perte de travail (nombre d'accidents)

Le nombre d'accidents avec perte de travail indique l'efficacité des programmes de sécurité et la force de la culture de sécurité à la centrale.

Énergie NB Power

Transport Transmission

CORPORATION DE TRANSPORT ÉNERGIE NB



Avec la restructuration d'Énergie NB, Transport Énergie NB a pris en charge les activités de transport d'Énergie NB. Transport Énergie NB exploite et entretient 46 postes et postes de commutation reliés par plus de 6 700 km de lignes de transport exploitées à des tensions de 69 kV à 345 kV. Le réseau est aussi interconnecté aux réseaux électriques du nord-est de l'Amérique du Nord, dont ceux du Québec, du Maine, de la Nouvelle-Écosse et de l'Île-du-Prince-Édouard.

Après la restructuration proclamée le 1er octobre 2004, le statut de Transport Énergie NB est devenu unique au sein du groupe d'entreprises Énergie NB; en effet, il s'agit de la seule filiale ayant une structure de capitaux commerciale qui comprend une dette et des capitaux propres. Le versement de dividendes à l'actionnaire est assujetti à un taux de rendement réglementé.

Transport Énergie NB est chargé d'acheminer de manière fiable de l'électricité des centrales aux clients du réseau de distribution, aux grandes industries alimentées par le réseau de transport et aux entreprises d'électricité avoisinantes. De plus, Transport Énergie NB offre des services d'appui technique et d'entretien aux autres entreprises d'Énergie NB, y compris l'entretien et la gestion de la végétation aux sous-stations et aux postes situés sur les propriétés appartenant à Distribution Énergie NB et à Production Énergie NB.

En 2004-2005, Transport Énergie NB a concentré ses efforts sur la fiabilité du réseau et l'amélioration de l'efficience des processus et a atteint un taux de défaillance de 1,75 défaillance par 100 km de lignes, ce qui est sensiblement inférieur à la moyenne sur 10 ans. Transport Énergie NB a poursuivi son programme d'investissement visant à améliorer la fiabilité des installations vieillissantes à tension plus faible (69 kV et 138 kV).

Transport Énergie NB a participé au programme Excellence en affaires pour réduire ses coûts et améliorer l'efficience de ses activités. La mise en œuvre d'un système de gestion du travail a permis à Transport Énergie NB de commencer à améliorer l'efficience de son travail. Le raffinement du système mènera à une efficience encore plus grande et à d'autres réductions de coûts.

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

Nombre d'employés	275
Nombre de km de lignes de transport	6 708
Capacité d'exportation	2 377 MW
Capacité d'importation	1 680 MW

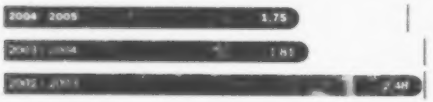
INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

Fiabilité du réseau – SAIDI
(perte d'heures d'approvisionnement)

L'indice SAIDI représente la durée totale moyenne des pannes du réseau au cours de l'année.

Défauts de transport (défauts par 100 km)

Tous les niveaux de tension, mais sans les défauts attribuables aux intempéries.



Sécurité (gravité)

Le nombre de jours de travail perdus à cause de blessures par 200 000 heures de travail.

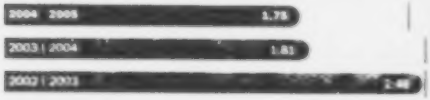
INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

Fiabilité du réseau – SAIDI
(perte d'heures d'approvisionnement)

L'indice SAIDI représente la durée totale moyenne des pannes du réseau au cours de l'année.

Défauts de transport (défauts par 100 km)

Tous les niveaux de tension, mais sans les défauts attribuables aux intempéries.



Sécurité (gravité)

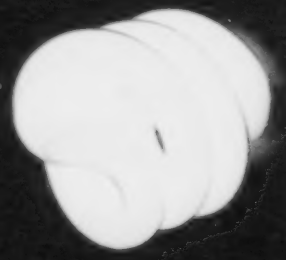
Le nombre de jours de travail perdus à cause de blessures par 200 000 heures de travail.

● réel | cible

Énergie NB Power

CORPORATION DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA

Gaétan Thomas
Vice-président, Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB



« Distribution Énergie NB a assuré une alimentation suffisante jusqu'à 2014-2015 à une période où des entreprises voisines font face à des insuffisances de capacité à court terme. »

La restructuration d'Énergie NB a donné lieu à l'établissement de Distribution Énergie NB comme le fournisseur de services en vertu d'un contrat type, chargé d'obtenir une capacité et des sources d'approvisionnement adéquates pour répondre à la demande des clients. Distribution Énergie NB est chargée de l'exploitation et de l'entretien du réseau de distribution qui dessert la clientèle résidentielle, commerciale, industrielle et de l'usage en gros partout au Nouveau-Brunswick.

Distribution Énergie NB fournit de l'énergie sécuritaire et fiable à un prix concurrentiel au moyen de ses quelque 20 000 km de lignes de distribution et de ses sous-stations. L'entreprise fournit aussi des services par l'entremise des bureaux régionaux, des centres de contact avec la clientèle, des responsables de compte et des conseillers en énergie.

À la suite de la restructuration entrée en vigueur le 1er octobre 2004, des ententes d'achat d'énergie à long terme conclues avec Énergie nucléaire NB et Production Énergie NB ont assuré à Distribution Énergie NB sa principale source d'approvisionnement en électricité. Tout au long de 2004-2005, Distribution Énergie NB a continué d'assurer un approvisionnement fiable en électricité pour répondre à la demande provinciale.

En réponse aux pressions exercées par la hausse des coûts du combustible, Distribution Énergie NB a participé au programme Excellence en affaires afin de réduire ses coûts et d'améliorer l'efficience de ses activités. L'équipe de gestion s'est concentrée sur la réduction des coûts et l'augmentation des revenus, tout en gérant les besoins des clients, la sécurité et la fiabilité. Elle s'est attaquée aux coûts d'ingénierie et d'exploitation en réduisant le nombre d'heures supplémentaires, en améliorant l'efficacité du travail de planification et en accroissant la productivité au moyen de la technologie.

Grâce au programme Excellence en affaires, les coûts ont pu être réduits encore plus par le départ de 150 employés de longue date, qui ont accepté de participer à un régime volontaire de réaménagement des effectifs. Distribution Énergie NB a restructuré ses régions, qui sont passées de cinq à trois, réduisant les coûts et fournissant des niveaux similaires de service à la clientèle, tout en maintenant une présence locale aux centres d'exploitation de la province.

Pendant cette même période, Distribution Énergie NB a atteint ses objectifs pour de ce qui est de la fréquence et de la durée des interruptions de service. Durant le quatrième trimestre de l'exercice, des efforts importants ont été

STATISTIQUES D'EXPLOITATION

Nombre d'employés	694
Nombre de clients directs	325 258
Nombre de clients indirects (usage en gros)	41 672
Nombre d'appels faits et reçus par an	850 000
Nombre de poteaux	363 000
Nombre de km de lignes primaires	19 982

déployés pour améliorer le rendement sur le plan de la sécurité en réponse à une hausse des incidents impliquant la sécurité des employés, tous de nature relativement mineure. L'accent mis sur la sécurité sera maintenu grâce aux efforts renouvelés de Distribution Énergie NB visant à assurer le retour à la maison de chacun en toute sécurité.

L'entreprise a augmenté ses revenus et diminué ses coûts grâce à des ententes avec des tierces parties ayant des installations sur les structures d'Énergie NB. Dans le cadre d'un projet conjoint avec Aliant, les employés de Distribution Énergie NB ont effectué des travaux communs aux deux entreprises. Cette démarche mène à une planification et à une utilisation des ressources plus efficaces, à la réduction des coûts et à un meilleur service à la clientèle.

En avril 2004, avant la restructuration, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a mis en vigueur une augmentation globale de ses tarifs de 2,5 %. En mars 2005, après la restructuration, la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB) a majoré ses tarifs de 3 %. De plus, Distribution Énergie NB a présenté une demande d'augmentation des tarifs pour 2005-2006 à la CESP en raison de la hausse du prix des combustibles. La demande d'augmentation des tarifs de Distribution Énergie NB visait à modifier les structures de prix pour mieux refléter le coût complet du service et à réduire l'interfinancement parmi les catégories de tarifs.

Distribution Énergie NB a atténué le risque de manquer de capacité de production en 2007-2008 en passant un marché avec Production Énergie NB pour un approvisionnement additionnel et en accroissant les possibilités d'importation par des réservations à long terme sur la ligne internationale de transport de Transport Énergie NB. La réponse de Distribution Énergie NB à la demande accrue d'électricité montre qu'elle pourra assurer une capacité adéquate jusqu'en 2014-2015 à un moment où les marchés avoisinants font face à une capacité de production insuffisante à court terme.

Énergie NB a conclu une entente d'achat d'énergie de 20 ans avec Eastern Wind Power Inc. pour acheter 20 MW d'énergie éolienne. L'énergie éolienne, qui sera produite à Dark Harbour sur la côte ouest de l'île de Grand Manan, s'insère dans le plan global de Distribution Énergie NB visant à assurer un approvisionnement additionnel au moyen de sources d'énergie renouvelables. Le plan contribuera à répondre à la demande croissante d'électricité tout en satisfaisant aux cibles de stabilisation et de réduction des émissions en vertu des Normes d'inclusion des ressources renouvelables proposées du gouvernement provincial. De plus, Distribution Énergie NB adoptera des politiques visant le mesurage net et la production intégrée qui permettront l'achat de production indépendante.

Allant de l'avant, Distribution Énergie NB fournira de l'électricité sécuritaire et fiable et des produits et des services à des prix concurrentiels dans le respect de l'environnement, tout en assurant un rendement à l'actionnaire. Pour ce faire, l'entreprise continuera à intégrer des réductions de personnel et de coûts et à améliorer la productivité et les processus, tout en fixant des tarifs qui reflètent les coûts du service.

INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

Fiabilité du réseau – SAIFI (fréquence)

L'indice SAIFI indique le nombre moyen de pannes qui touchent chaque client du réseau de distribution au cours de l'année.

Service à la clientèle (pourcentage)

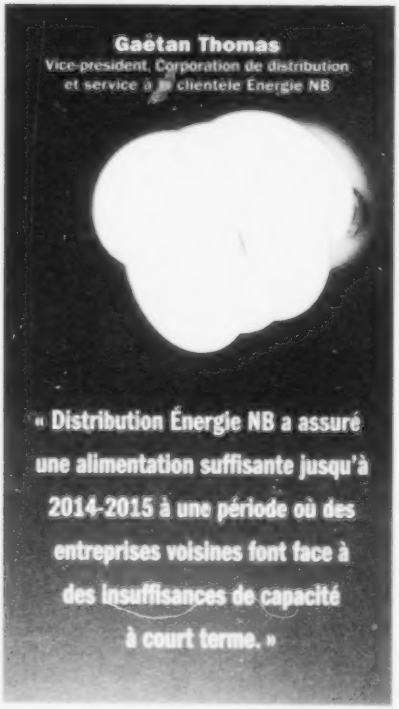
Le nombre d'appels auxquels le centre de contact répond en 20 secondes.

Sécurité (nombre d'accidents avec perte de travail)

● réel ● grande tempête de verglas | cible

Énergie NB Power

CORPORATION DE DISTRIBUTION ET SERVICE À LA



INDICATEURS DE RENDEMENT CLÉS

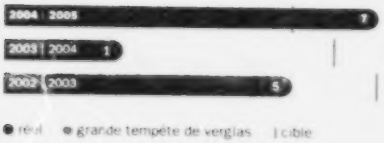
Fiabilité du réseau – SAIFI (fréquence)

L'indice SAIFI indique le nombre moyen de pannes qui touchent chaque client du réseau de distribution au cours de l'année.

Service à la clientèle (pourcentage)

Le nombre d'appels auxquels le centre de contact répond en 20 secondes.

Sécurité (nombre d'accidents avec perte de travail)



● réel ● grande tempête de verglas | cible

Énergie NB Power

Corporation de portefeuille Holding Corporation

CORPORATION DE PORTEFEUILLE ÉNERGIE NB

Holding Énergie NB, par l'entremise de ses services d'entreprise, fournit aux filiales une orientation stratégique, une gouvernance et un soutien en matière de communications, de finances, de ressources humaines, de services juridiques et de gouvernance, ainsi qu'une planification stratégique. Elle offre également des services partagés selon le principe de la récupération des coûts dans des secteurs tels que l'environnement, la technologie de l'information, l'immobilier et la gestion des dossiers et de l'information.

COMMUNICATION D'ENTREPRISE

Partant de l'ancienne unité des Affaires publiques, Communication d'entreprise a assuré l'orientation stratégique qu'il faut sur le plan des communications pour que le groupe d'entreprises Énergie NB puisse atteindre l'excellence en affaires. Recentrant ses efforts, la division a continué à soutenir d'importants projets tels que les remises à neuf des centrales de Coleson Cove et de Point Lepreau, la deuxième ligne internationale de transport, les activités reliées à la restructuration, le programme de réaménagement des effectifs et d'autres aspects de l'excellence en affaires.

PLANIFICATION STRATÉGIQUE D'ENTREPRISE

La division Planification stratégique d'entreprise fournit un soutien en matière d'affaires, de finances, de rendement économique et de réglementation de façon à permettre au groupe d'entreprises Énergie NB d'atteindre ses objectifs à court et à long terme. La division a mené l'élaboration d'une stratégie tarifaire pour répondre aux futurs besoins en revenus et traiter la question de l'interfinancement entre les catégories de clients. Elle a aussi préparé des plans pour l'énergie renouvelable, y compris le développement de l'énergie éolienne et des politiques permettant le mesurage net et la production intégrée.

FINANCES

Finances fournit une orientation stratégique et des services pour ce qui est des rapports financiers, de la planification d'entreprise, de la trésorerie et de la vérification interne. Finances a aussi fait porter ses efforts sur la restructuration qui a eu lieu au milieu de l'année et a continué à améliorer les outils, les processus et les capacités d'établissement de rapports durant la transition des unités commerciales vers des entreprises d'exploitation. Par ailleurs, la division a joué un rôle essentiel dans l'analyse de la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et la recommandation qui en a découlé. Dans le cadre du programme Excellence en affaires, Finances a amélioré les processus d'établissement des budgets et de planification d'entreprise et mis en œuvre le tableau de bord prospectif afin d'aider le groupe à cibler les efforts et à harmoniser et à accroître la reddition de comptes.

RESSOURCES HUMAINES

Avec la restructuration d'Énergie NB, Ressources humaines a intégré ses fonctions aux entreprises d'exploitation et à la division Services partagés afin de continuer à offrir des programmes et des services efficaces aux employés dans leurs secteurs respectifs. De plus, Ressources humaines a conservé une division opérationnelle pour assurer une orientation stratégique en ressources humaines et des programmes et services communs à l'intention des employés.

Le groupe d'Énergie NB et la section locale 37 de la FIOE ont continué à profiter de leur solide partenariat. En effet, une culture du mieux-être a donné lieu à une présence au travail de 33 % supérieure à la moyenne nationale et à une hausse des coûts des soins de santé de 50 % inférieure à la moyenne. Par ailleurs, un programme de réaménagement des effectifs convenu par les deux parties a réduit la main-d'œuvre régulière de 10 % et ouvert des possibilités de croissance dans l'ensemble de l'organisation pour le personnel restant.

SERVICES JURIDIQUES

La division Services juridiques a fourni des avis juridiques stratégiques et des services juridiques courants pour soutenir le groupe d'entreprises Énergie NB. La division a vu aux exigences juridiques préalables à la restructuration puis auxquelles la restructuration a donné lieu. Elle a mis au point avec le conseil d'administration un modèle de gouvernance d'entreprise qui définit clairement le rôle du conseil et a établi les politiques relatives aux limites imposées au président-directeur général. La division a aussi soutenu les négociations qui ont mené à la prise d'une décision relativement à la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

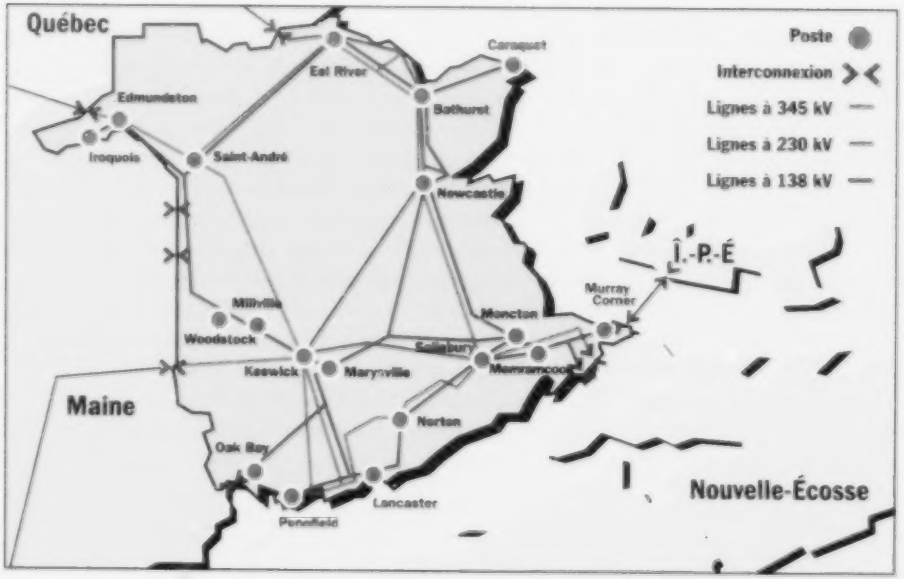
SERVICES PARTAGÉS

La division Services partagés a offert des services de soutien opérationnel qui permettent au holding et aux entreprises d'exploitation de se concentrer sur leurs activités de base, tout en améliorant l'efficience de la prestation de services communs aux entreprises d'exploitation. La division a joué un rôle actif en aidant les entreprises d'exploitation à apporter les changements nécessaires aux processus opérationnels. Services partagés s'est occupée de gérer et de réduire les coûts de façon à ce que les entreprises d'exploitation puissent faire des économies de coûts. La gestion de coûts améliorée a aussi permis à Services partagés de mieux comprendre et de raffiner son modèle de coût et d'abaisser ses tarifs pour l'année qui vient. L'équipe a trouvé un juste équilibre entre les réductions de coûts et un degré élevé de satisfaction de la clientèle et elle a atteint ses objectifs pour l'année en ce qui a trait aux ententes sur les niveaux de services. Avec l'ajout de la chaîne d'approvisionnement et de la gestion du parc automobile, Services partagés continue à intégrer de nouveaux services.

Énergie NB Power

Groupe Group

PRODUCTION ÉNERGIE NB	
Capacité de production	
Thermiques	
Belledune	458 MW
Coleson Cove	978 MW
Courtenay Bay	110 MW
Dalhousie	300 MW
Grand Lac	57 MW
Total – Thermiques	**1 903 MW**
Turbines à combustion	
Grand Manan	27 MW
Millbank	399 MW
Ste.-Rose	100 MW
Total – Turbines à combustion	**526 MW**
Hydroélectriques	
Beechwood	113 MW
Grand-Sault	66 MW
Mactaquac	672 MW
Milltown	4 MW
Sisson	9 MW
Tobique	20 MW
Total – Hydroélectriques	**884 MW**
ÉNERGIE NUCLÉAIRE NB	
Nucléaire	
Point Lepreau	**635 MW**
TRANSPORT ÉNERGIE NB	
Nombre de km de lignes de transport	**6 708**
Capacité d'exportation	**2 377 MW**
Capacité d'importation	**1 680 MW**
DISTRIBUTION ÉNERGIE NB	
Nombre de clients directs	**325 258**
Nombre de clients indirects (usage en gros)	**41 672**



RENDEMENT FINANCIER 2004-05

Discussion et analyse de gestion 20

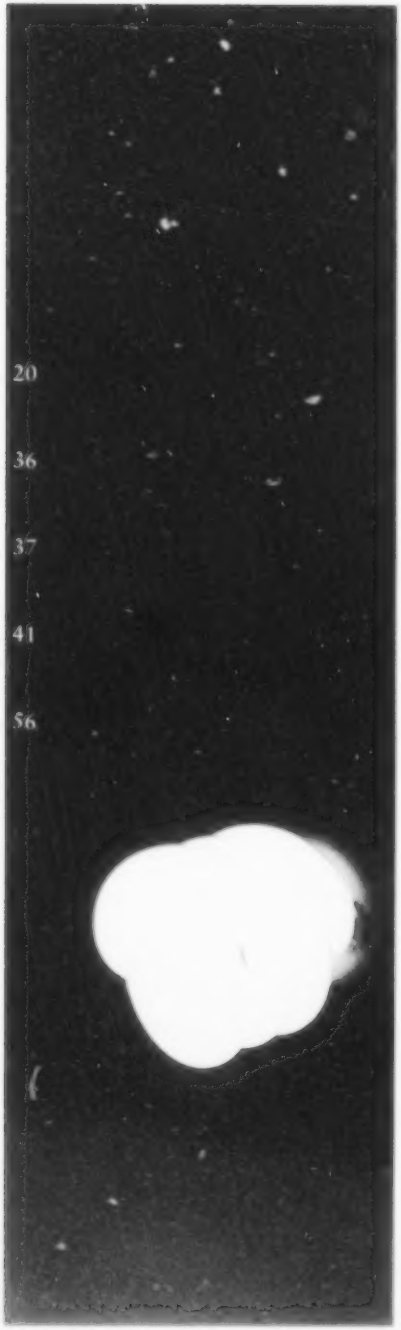
Rapport de la direction et rapport des vérificateurs 36

États financiers combinés 37

Notes complémentaires aux états financiers combinés 41

Aperçu statistique 56

RENDEMENT FINANCIER 2004-05



Discussion et analyse de gestion 20

Rapport de la direction et rapport des vérificateurs 36

États financiers combinés 37

Notes complémentaires aux états financiers combinés 41

Aperçu statistique 56

Énergie NB Power

Groupe Group

DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

La discussion et l'analyse de gestion passe en revue les résultats financiers de l'exploitation pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2005, comparativement à l'exercice précédent, ainsi que la situation financière de la Société au 31 mars 2005. Il faut lire la discussion et l'analyse de gestion avec les états financiers combinés et les notes complémentaires. Les états financiers combinés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales indiquées ci-dessous (collectivement la Corporation).

RESTRUCTURATION DE LA SOCIÉTÉ ET DU MARCHÉ

De par la proclamation de la *Loi sur l'électricité* le 1er octobre 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a permis la création d'un marché concurrentiel dans les secteurs de gros et des grands clients industriels et l'accroissement des occasions de développement du secteur de la production indépendante. Une nouvelle corporation de la Couronne, l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (Exploitant du réseau), est désormais responsable de l'exploitation du marché. En même temps que la transformation du secteur de l'électricité, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB), une corporation de la Couronne ayant des fonctions de production, de transport et de distribution à intégration verticale, a été restructurée en une corporation de portefeuille avec quatre filiales.

Restructuration de la Société

En vertu de la *Loi sur l'électricité*, Énergie NB a été restructurée en cinq corporations remplaçantes, soit la Corporation de portefeuille Énergie NB (Holding Énergie NB) et quatre filiales :

- Corporation de production Énergie NB (Production Énergie NB)
- Corporation d'énergie nucléaire NB (Énergie nucléaire NB)
- Corporation de transport Énergie NB (Transport Énergie NB)
- Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB)

En outre, Production Énergie NB possède deux filiales en propriété exclusive, soit Coleson Cove Énergie NB et NB Coal Limited.

Toutes ces sociétés ont les mêmes président, président et chef de la direction et administrateurs. Conformément à la *Loi sur les corporations commerciales* et la *Loi sur l'électricité*, les conseils d'administration sont chargés de diriger les activités de chacune des corporations.

Les nouvelles filiales sont tenues de gérer leurs recettes et leurs coûts, de produire le taux de rendement visé et de faire des paiements tenant lieu d'impôt et de dividendes. Graduellement, la restructuration permettra également au gouvernement provincial d'entreprendre un échange de créances contre actifs qui permettrait aux filiales (sauf Énergie nucléaire NB) de trouver des sources de financement dans les marchés de la dette sans une garantie provinciale.

Holding Énergie NB offre une orientation et un appui stratégiques aux filiales en ce qui a trait aux communications, aux finances, à la gestion des risques, aux ressources humaines, aux services juridiques et à la planification stratégique par l'entremise de ses services d'entreprise. Elle fournit également des services partagés selon le principe de la récupération des coûts dans des domaines tels que l'environnement, la technologie de l'information, l'immobilier et la gestion des dossiers et de l'information.

Restructuration du marché

La Politique énergétique du Nouveau-Brunswick 2001-2010 a donné lieu à une restructuration gérée du secteur de l'électricité débutant par l'introduction d'un environnement concurrentiel dans les secteurs de gros et des gros clients industriels et permettant une plus grande production indépendante. En 2003-2004, un comité multilatéral de conception du marché a élaboré une structure de marché ainsi que des règles d'exploitation.

Distribution Énergie NB a été désignée à titre de fournisseur de service standard et reçoit l'électricité par le voie de contrats d'achat d'énergie à long terme avec Production Énergie NB et Énergie nucléaire NB. À mesure que la production d'éléments d'actif est amortie ou qu'un approvisionnement supplémentaire est requis, Distribution Énergie NB obtiendra un approvisionnement sur le marché concurrentiel.

Les clients qui ne sont pas admissibles ou qui décident de ne pas accéder au marché ont droit à un service standard correspondant au service fourni par Énergie NB avant le 1er octobre 2004. Ceux qui choisissent d'accéder au marché et d'acheter de l'électricité d'une corporation autre que Distribution Énergie NB risquent d'être sujets à un droit de sortie de façon à ne pas imposer un fardeau financier aux clients restants.

La *Loi sur l'électricité* a créé deux autres corporations de la Couronne nécessaires à la restructuration du marché et de la Société :

1. L'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (Exploitant du réseau), une corporation de la Couronne sans but lucratif indépendante qui dirige l'exploitation du marché de l'électricité, maintient la suffisance et la fiabilité à long terme du réseau d'électricité et gère le tarif d'accès au réseau de transport.

2. La Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (Corporation financière), dont le but est de faciliter la conversion de la dette d'Énergie NB à des niveaux d'endettement acceptables dans les filiales de la Corporation et d'assumer et de réduire la portion restante des dettes de la Corporation.

Le 1er octobre 2004, la Corporation financière a assumé les obligations d'Énergie NB eu égard aux billets et aux titres de créances précédemment émis à la province ou à d'autres tiers porteurs de titres de créances. Ces obligations comprenaient tous les billets et débentures en date du 30 septembre 2004, y compris les débentures en dollars américains et les swaps de devises, ainsi que les intérêts courus et les frais reportés du service de la dette.

En échange du transfert, la Corporation financière a émis un nouveau portefeuille d'endettement à la Corporation, ainsi que les intérêts courus connexes, des actions ordinaires de 740 millions de dollars et un surplus d'apport de l'ordre de 187 millions de dollars.

VIABILITÉ FINANCIÈRE

Le plan d'affaires d'Énergie NB est conçu de façon à garantir la disponibilité de l'approvisionnement, l'acceptabilité environnementale, l'efficience économique et la viabilité financière. En 2004-2005, Énergie NB a entrepris deux initiatives clés visant à centrer ses efforts en vue de réaliser une viabilité financière.

DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

Excellence en affaires

En réponse à la pression grandissante relative aux prix des combustibles, le groupe Énergie NB s'est lancé dans un programme d'excellence en affaires directement axé sur une réduction des coûts durable et à court terme. Ce programme a été élaboré à l'automne 2004 en vue de permettre à Énergie NB de continuer à fournir un service sécuritaire, fiable et rentable tout en réduisant la pression grandissante sur les tarifs.

Le programme d'excellence en affaires comprenait une réduction des coûts, un programme d'aménagement du personnel, une planification opérationnelle et un processus de budgétisation améliorés et l'emploi d'un tableau de bord prospectif visant à accroître l'efficience et à réduire les coûts. Le programme d'aménagement du personnel a mené à une réduction de 10 % des effectifs et a contribué à la réduction projetée de 40 millions de dollars en coûts annuels.

Stratégie relative aux tarifs

En avril 2004, avant la restructuration, la Société d'énergie du Nouveau-Brunswick a mis en vigueur une augmentation globale de ses tarifs de 2,5 %. En mars 2005, après la restructuration, la Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB (Distribution Énergie NB) a majoré ses tarifs de 3 %. De plus, Distribution Énergie NB a présenté une demande d'augmentation des tarifs pour 2005-2006 à la CESP en raison de la hausse du prix des combustibles. La demande d'augmentation des tarifs de Distribution Énergie NB visait à modifier les structures de prix pour mieux refléter le coût complet du service et à réduire l'interfinancement parmi les catégories de tarifs.

AMÉNAGEMENTS COMMERCIAUX

Le plan d'entreprise à long terme du groupe d'Énergie NB comprend les projets suivants.

Remise à neuf de la centrale de Coleson Cove

La centrale de Coleson Cove est une installation de trois tranches au mazout lourd d'une puissance nette de 978 MW capable de brûler tout un éventail de combustibles liquides. La production de cette centrale est nécessaire pour répondre à la demande éventuelle et il fallait investir pour se conformer à des normes environnementales plus rigoureuses.

En décembre 2004, Production Énergie NB a terminé le projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove amorcé en 2002 qui a nécessité plus de 1 600 travailleurs à la pointe de la construction. Cette centrale est la plus importante du parc d'Énergie NB et fournit un tiers de l'énergie requise au Nouveau-Brunswick pendant les mois d'hiver. Pendant la construction, alors que chacune des trois tranches était à son tour remise à neuf, la centrale a continué de fonctionner et a donc pu fournir un approvisionnement fiable aux résidents du Nouveau-Brunswick.

Grâce à la remise à neuf de la centrale, Production Énergie NB pourra satisfaire à des exigences environnementales plus strictes et d'assurer un approvisionnement fiable jusqu'en 2030. L'installation d'équipements et les modifications apportées aux équipements existants devaient réduire les taux d'émission de SO_2 de 77 %, les taux d'émission de NO_x de 70 % et les taux d'émission de particules de 75 %.

Remise à neuf de la centrale nucléaire de Point Lepreau

La centrale de Point Lepreau joue un rôle important au niveau du rendement environnemental d'Énergie NB puisqu'elle évite des taux considérables d'émission de dioxyde de carbone, de dioxyde de soufre et d'oxyde d'azote. Son exploitation continue revêt également une importance particulière pour contrer la volatilité des prix des combustibles utilisés dans les centrales thermiques et assurer la diversité des approvisionnements.

De plus grands enjeux au niveau de l'entretien, tout particulièrement en ce qui a trait au vieillissement des tuyaux d'alimentation qui transportent l'eau lourde sous pression des canaux de combustible vers les chaudières, impliquent la possibilité d'interruptions de service imprévues. Le rendement financier demeurera vulnérable jusqu'à la remise à neuf de la centrale.

Tout au long de 2004-2005, Énergie NB a poursuivi ses préparatifs en vue du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau, lequel devrait être réalisé pendant une interruption de service de 18 mois débutant en avril 2008. Ce projet de un milliard de dollars permettra de remplacer les 380 assemblages de canaux de combustible, de tubes de calandre et de tuyaux d'alimentation. D'autres remplacements, inspections et modernisations des équipements seront également effectués. La réalisation de ce projet permettra à la centrale de fonctionner 30 ans de plus. Les dépenses en date du 31 mars 2005 s'élevaient à 90 millions de dollars et étaient principalement attribuables à des études de faisabilité, à l'ingénierie, aux analyses et à la planification du projet.

À l'hiver de 2004, le gouvernement du Nouveau-Brunswick a mandaté M. Robin Jeffrey pour effectuer un examen indépendant de tierce partie du projet de remise à neuf de la centrale. En réponse aux recommandations de M. Jeffrey, Énergie NB a amorcé une renégociation du contrat avec Énergie atomique du Canada limitée (EACL), a cherché à obtenir un investissement de tierce partie dans la centrale et s'est penchée sur des alternatives thermiques à la remise à neuf de la centrale. Après avoir étudié les options qui découlaient de ces efforts, le conseil d'administration d'Énergie NB a recommandé à la province d'effectuer la remise à neuf de la centrale. Le gouvernement provincial a annoncé en juillet 2005 qu'Énergie nucléaire NB ferait la remise à neuf de la centrale en partenariat avec EACL.

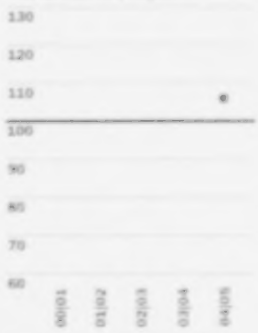
Projet de ligne internationale de transport

Depuis 2001, Transport Énergie NB et Bangor Hydro, une filiale en propriété exclusive d'Emera Inc., ont uni leurs efforts pour construire la deuxième ligne internationale de transport entre Point Lepreau (Nouveau-Brunswick) et Orrington (Maine). Cette ligne est un projet de 50 millions de dollars du côté canadien, financé surtout par des réservations fermes de transport à long terme. La construction de cette ligne offrira des possibilités de recettes accrues pour Transport Énergie NB, un approvisionnement en énergie plus sûr pour la province et, pour le réseau, une fiabilité et une efficacité accrues.

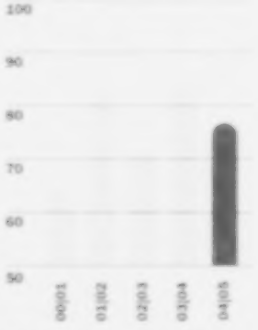
En 2004-2005, Transport Énergie NB a poursuivi ses travaux en vue de se conformer aux modalités du permis de construction émis par l'Office national de l'énergie. Elle a préparé un tracé détaillé à soumettre à l'Office national de l'énergie et a continué de s'entretenir avec des propriétaires fonciers en vue de négocier des règlements relatifs aux droits des terres. En vertu du permis de construction, il faut obtenir toutes les approbations pertinentes du côté américain avant d'amorcer la construction. Elle continuera de travailler en partenariat avec Bangor Hydro afin de s'assurer de l'obtention des permis et de coordonner leurs échéanciers respectifs. Le conseil d'administration d'Énergie NB a approuvé la dépense selon des conditions relatives aux exigences d'obtention des permis et au financement du projet.

DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

PRODUCTION HYDROÉLECTRIQUE NETTE



FACTEUR DE CAPACITÉ NET DE POINT LEPREAU



PRIX DU MAZOUT LOURD

Facteurs relatifs au rendement financier et d'exploitation (en millions)

	2004-05		2003-04		2002-03	
Production hydroélectrique nette exprimée en pourcentage de la moyenne à long terme	**106**	%	120	%	76,8	%
Facteur de capacité net de la centrale de Point Lepreau	**76,7**	%	85,6	%	71,6	%
Dollar canadien au 31 mars (équivalent en $ US)	**0,828**	$	0,763	$	0,681	$
Prix moyen du mazout lourd ($ US/baril Platt's NY 3 %)	**26,50**	$	23,23	$	23,49	$
Prix moyen du gaz naturel ($ US/mmBTU)	**6,12**	$	5,44	$	4,22	$
Prix moyen de référence ICR* ($ US/tonne)	**65,32**	$	46,91	$	28,91	$
Prix moyens pour la puissance de pointe de la Nouvelle-Angleterre ($ US/MWh)	**59,85****	$	48,58**	$	51,29	$

*Independent Coal Report **Hors des pertes marginales et des coûts de congestion

Les facteurs suivants ont eu un impact considérable sur le rendement financier puisqu'ils ont influencé les coûts de production ou la compétitivité des prix sur les marchés d'exportation :

- **Production hydroélectrique** – Le taux qui s'applique le moins coûteux pour la production d'électricité par Énergie NB, l'hydroélectricité représente environ 15 % de la production totale. Lorsque les niveaux se situent sous les niveaux prévus, d'autres combustibles plus dispendieux sont utilisés pour pallier l'insuffisance, d'où une augmentation des coûts de production.

- **Production d'énergie nucléaire** – Un rendement constant de la part de la centrale de Point Lepreau est essentiel à un rendement financier favorable car celle-ci fournit 30 % des demandes en électricité du Nouveau-Brunswick et jusqu'à 25 % de la production globale. Des arrêts sont prévus annuellement pour l'entretien, et les inspections des tuyaux d'alimentation sont prioritaires. Le rendement nucléaire demeure un risque commercial connu pour la Corporation.

- **Taux de change** – Énergie NB est exposée à un risque relatif aux taux de change attribuable aux coûts des combustibles et à l'énergie achetée en devises américaines qui dépassent les recettes reçues en dollars américains. La Corporation couvre une part importante des exigences nettes connues et prévues en dollars américains.

- **Prix du mazout** – Le mazout lourd représente environ 50 % des coûts des combustibles. Il est également utilisé en guise de combustible de remplacement lorsque la production nucléaire et hydroélectrique à faible coût n'est pas disponible. Afin de minimiser l'exposition à court et moyen terme au prix du mazout lourd, la Corporation couvre ses exigences prévues pour la province et pour ses exportations fermes 18 mois à l'avance.

- **Prix du gaz naturel** – Depuis 2004-2005, la Corporation possède deux contrats liés au prix du gaz naturel et toute fluctuation du prix influencera le coût d'approvisionnement de la charge provinciale. La Corporation couvre un pourcentage considérable de cette exposition. Ces contrats représentent 13 % du coût total du combustible.

- **Prix du charbon** – Le prix du charbon représente 15 % du coût total des combustibles. L'achat du charbon se fait en vertu de contrats d'un ou de deux ans attribués à la suite d'appels d'offres.

Rendement financier (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Bénéfice net (perte nette)	**9 $**	(18) $	(77) $
Encaisse d'exploitation	**245 $**	256 $	139 $
Encaissements (décaissements) disponibles	**(161) $**	(376) $	(86) $
Réduction (augmentation) de la dette nette	**204 $**	(321) $	(149) $

Ratios et pourcentages financiers

	2004-05	2003-04	2002-03
Marge d'exploitation	**14 %**	14 %	12 %
Encaisse d'exploitation/dépenses en investissements	**0,72x**	0,52x	0,66x
Encaisse d'exploitation/dette totale	**0,08x**	0,08x	0,05x
Pourcentage de la dette dans la structure du capital	**96 %**	106 %	106 %
Taux de couverture des intérêts	**0,97x**	0,88x	0,68x

Énergie NB a enregistré un bénéfice net de 9 millions de dollars en 2004-2005, comparativement à une perte nette de 18 millions de dollars en 2003-2004.

Le principal facteur qui a contribué à l'évolution favorable du bénéfice net d'un exercice à l'autre a été une charge non récurrente de 44 millions de dollars imputée au bénéfice en 2003-2004 pour la radiation des coûts reliés au système de manutention du combustible servant à la livraison du combustible d'Orimulsion[MD] à la centrale de Coleson Cove. Le bénéfice d'exploitation réalisé au cours de l'exercice précédant la radiation était de 26 millions de dollars comparativement à un bénéfice de 9 millions de dollars pour l'exercice courant.

Parmi les autres facteurs qui ont contribué à l'évolution du bénéfice net d'un exercice à l'autre, mentionnons :

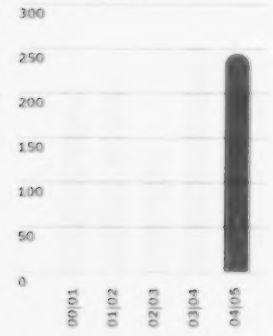
- une augmentation des recettes provenant des ventes dans la province attribuable à une hausse moyenne des tarifs de 2,5 % entrée en vigueur le 1er avril 2004, et une croissance des recettes attribuable à une hausse des prix de l'énergie interruptible, qui sont variables et reliés aux coûts de production;
- des recettes plus élevées provenant des ventes à l'extérieur de la province en raison d'une hausse du prix moyen de l'énergie destinée à l'exportation;
- une baisse des frais de financement résultant de la restructuration de la dette de la Société au milieu de l'exercice.

D'autres facteurs positifs ont cependant atténué les effets de cette évolution, notamment :

- une hausse du coût des combustibles et des achats d'énergie attribuable à une baisse de la production d'énergie nucléaire et à un fléchissement du rendement hydroélectrique, ces deux facteurs ayant entraîné une augmentation du coût des énergies de substitution;
- une augmentation des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration à la suite de la mise en œuvre d'un important programme de rationalisation des effectifs qui a réduit le personnel de la Société de 10 % pour l'exercice de 2005-2006;
- des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le revenu versés à l'actionnaire après la restructuration survenue au milieu de l'exercice.

BÉNÉFICE NET (PERTE NETTE)

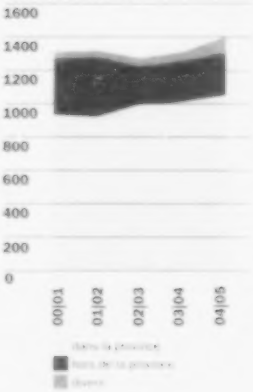
ENCAISSE D'EXPLOITATION



DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

ANALYSE DE RECETTES

en millions de dollars



APERÇU DE LA DISCUSSION ET DE L'ANALYSE DE GESTION (Suite)

L'encaisse d'exploitation en 2004-2005 a diminué de 11 millions de dollars pour s'établir à 245 millions de dollars. Cela s'explique essentiellement par la baisse des recettes nettes (si on exclut la radiation non récurrente de 44 millions de dollars imputée en 2003-2004 pour les frais des installations de manutention du combustible).

La dette de la Société a reculé de 204 millions de dollars en 2004-2005 en raison de la diminution nette de la dette résultant de la réorganisation financière d'Énergie NB et des remboursements du principal effectués durant l'exercice, facteurs qui ont été compensés par une nouvelle émission de titres de créances pour financer les dépenses en investissements à la centrale de Coleson Cove.

Le 1er octobre 2004, la Corporation financière a assumé les obligations d'Énergie NB relatives aux billets et aux titres de créances émis auparavant à la province et à d'autres tierces parties détentrices de créances. Ces obligations englobaient la totalité des billets et des débentures en cours au 30 septembre 2004, y compris les débentures libellées en dollars US et les échanges de devises, ainsi que les frais d'intérêt courus et les frais de financement différé connexes.

En échange du transfert de ces articles, la Corporation financière a remis un nouveau portefeuille de crédits à la Société, avec les intérêts courus connexes, 140 millions de dollars en actions ordinaires et un surplus d'apport de 187 millions de dollars.

De plus amples renseignements sur la réorganisation financière d'Énergie NB sont fournis à la Note 2 afférente aux états financiers.

RÉSULTATS D'EXPLOITATION POUR 2004-2005

Aperçu des recettes (en millions)	**2004-05**	2003-04	2002-03
Ventes d'énergie			
Dans la province	**1 049 $**	1 009 $	993 $
Hors de la province	**251**	246	227
Revenus divers	**62**	56	53
Transport	**41**	-	-
Recettes totales	**1 403 $**	1 311 $	1 273
Pourcentage de hausse en glissement annuel	**7 %**	3 %	(3,5) %

Les recettes totales ont atteint 1,403 milliard de dollars en 2004-2005, soit une augmentation de 92 millions de dollars ou de 7 % par rapport à 2003-2004.

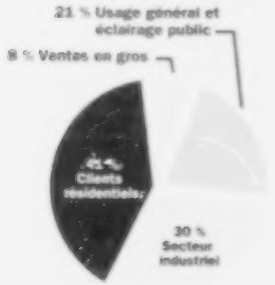
RÉSULTATS D'EXPLOITATION POUR 2004-2005 (Suite)

Recettes dans la province (en millions)	**2004-05**	2003-04	2002-03
Clients résidentiels	**427 $**	409 $	$393 $
Secteur industriel	**319**	306	316
Usage général	**203**	196	190
Ventes en gros	**81**	80	77
Éclairage public	**19**	18	17
Total	**1 049 $**	1 009 $	993 $
GWh	**14 606**	14 648	14 540

Les recettes provenant des ventes dans la province se sont chiffrées à 1,049 milliard de dollars en 2004-2005, soit une croissance de 40 millions de dollars ou de 4 % par rapport à 2003-2004. Voici les principaux facteurs qui ont contribué à l'écart d'un exercice à l'autre :

- une augmentation des tarifs de 2,5 % en moyenne a été mise en vigueur le 1er avril 2004, ce qui a accru les recettes de 24 millions de dollars;
- une hausse des prix de l'énergie interruptible pour les gros clients industriels a augmenté les recettes de 12 millions de dollars; ces prix étant variables et reliés aux frais d'exploitation;
- un accroissement des recettes de 4 millions de dollars attribuable au jeu global des ventes et aux volumes des ventes ajustés en fonction du climat.

RECETTES PROVENANT DES VENTES DANS LA PROVINCE

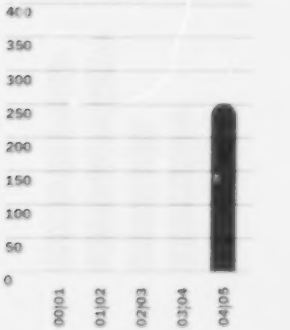


Recettes hors de la province (en millions)	**2004-05**	2003-04	2002-03
Recettes	**251 $**	246 $	227 $
GWh	**3 813**	3 922	3 069

Les recettes provenant des ventes hors de la province ont augmenté de 5 millions de dollars ou de 2 % par rapport à 2003-2004. Les principaux facteurs qui ont contribué à cet écart d'un exercice à l'autre sont :

- une hausse des recettes de 11 millions de dollars attribuable à une augmentation du prix moyen des exportations d'énergie, compensée en partie par une baisse de la production d'énergie nucléaire et hydroélectrique, ce qui a réduit la disponibilité d'énergie excédentaire destinée à l'exportation et entraîné une baisse de 3 % du volume des ventes à l'exportation et une diminution de 6 millions de dollars en recettes.

RECETTES PROVENANT DES VENTES HORS DE LA PROVINCE



Revenus divers

Les revenus divers proviennent essentiellement de la location de chauffe-eau, des frais de fixation des fils et des poteaux, de la vente de vapeur et des sous-produits de la production, ainsi que des frais relatifs au personnel affecté à l'Exploitant du réseau (à compter du 1er octobre 2004). Les revenus divers ont progressé de 6 millions de dollars ou de 11 % en 2004-2005 pour se chiffrer à 62 millions de dollars, surtout en raison des facturations aux tierces parties, à la vente de vapeur et à la location de chauffe-eau.

Recettes et dépenses de transport

Les recettes de transport ont atteint 41 millions de dollars pour l'exercice, tandis que les dépenses de transport se chiffraient à 46 millions de dollars pour l'année financière. Ces articles représentent les recettes versées par l'Exploitant du réseau et les dépenses qu'il a imputées durant cette période. Les recettes de transport proviennent des frais récupérés de l'Exploitant du réseau pour respecter les exigences relatives aux recettes de transport de l'énergie. Les dépenses de transport incluent les charges pour les frais de connexion, la tarification point à point, les services d'ordonnancement, et les achats relatifs au déséquilibre énergétique. L'établissement de l'Exploitant du réseau a créé un tiers indépendant par lequel ces recettes et ces dépenses doivent passer.

— SUITE

Recettes dans la province	2004-05	2003-04	2002-03
Clients résidentiels	427 $	[illegible]	[illegible]
Secteur industriel	319	[illegible]	316
Usage général	203	[illegible]	[illegible]
Ventes en gros	81	80	[illegible]
Éclairage public	19	18	17
Total	**1 049 $**	1 009 $	993 $
GWh	14 606	[illegible]	[illegible]

[illegible]

- [illegible]
- [illegible]
- [illegible]

Recettes hors de la province	2004-05	2003-04	2002-03
Recettes	251 $	246 $	227 $
GWh	3 813	3 922	[illegible]

[illegible]

- [illegible]

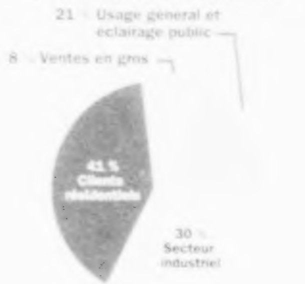
Revenus divers

[illegible]

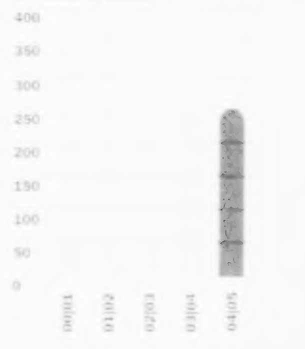
Recettes et dépenses de transport

[illegible]

RECETTES PROVENANT DES VENTES DANS LA PROVINCE

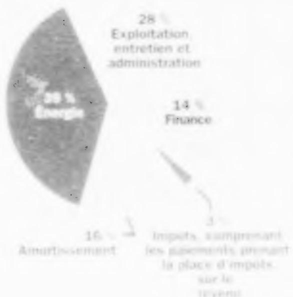


RECETTES PROVENANT DES VENTES HORS DE LA PROVINCE



DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

DÉPENSES TOTALES



COMBUSTIBLES ET ACHATS D'ÉNERGIE

PRODUCTION GWH

Aperçu des dépenses (en millions)

	2004-05		2003-04		2002-03	
	$	%	$	%	$	%
Combustibles et achats d'énergie	**497 $**	**36**	467 $	35	528 $	39
Exploitation, entretien et administration	**384**	**28**	365	27	334	25
Amortissement et déclassement	**219**	**15**	213	16	216	16
Transport	**46**	**3**				
Impôts autres que les paiements spéciaux	**41**	**3**	33	2	30	2
Radiation des coûts du système de ... de combustible	**-**	**-**	44	3		
Frais de financement	**202**	**15**	217	16	242	18
Paiements spéciaux	**5**	**-**				
Total	**1 394 $**	**100**	1 329 $	100	1 350 $	100
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre		**5 %**		2 %		4 %

Les dépenses totales se sont accrues de 5 %, passant à 1,394 milliard de dollars en 2004-2005. Cette hausse [illegible] millions de dollars est attribuable aux facteurs suivants :

- [illegible]
- [illegible]
- [illegible]
- [illegible]
- [illegible]

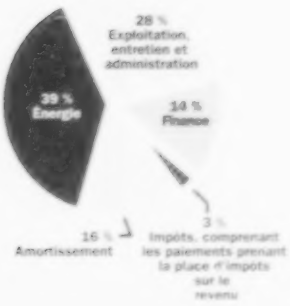
[illegible]

- [illegible]
- [illegible]

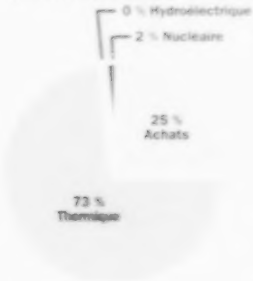
Combustibles et achats d'énergie (en millions)

	2004-05		2003-04		2002-03	
	$	%	$	%	$	%
Hydroélectrique	**0 $**	**0**	0 $	0	0 $	0
Nucléaire	**9**	**2**	10	2	7	1
Thermique	**366**	**74**	364	78	409	78
Achats	**122**	**24**	93	20	112	21
Total	**497 $**	**100**	467 $	100	528 $	100

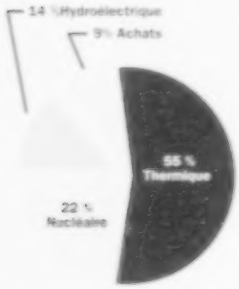
DÉPENSES TOTALES



COMBUSTIBLES ET ACHATS D'ÉNERGIE



PRODUCTION GWH



Aperçu des dépenses (en millions)

	2004-05		2003-04		2002-03	
	$	%	$	%	$	%
Combustibles et achats d'énergie	**497 $**	**36**	467 $	36	528 $	39
Exploitation, entretien et administration	**384**	**28**	355	27	334	25
Amortissement et déclassement	**219**	**15**	213	16	216	16
Transport	**46**	**3**	-	-	-	-
Impôts autres que les paiements spéciaux	**41**	**3**	33	2	30	2
Radiation des coûts du système de manutention de combustible	**-**	**-**	44	3		
Frais de financement	**202**	**15**	217	16	242	18
Paiements spéciaux	**5**	**-**	-	-	-	-
Total	**1 394 $**	**100**	1 329 $	100	1 350 $	100
Pourcentage d'augmentation (de diminution) d'un exercice à l'autre		**5 %**		(2 %)		4 %

Les dépenses totales se sont accrues de 5 % pour atteindre 1,394 milliard de dollars en 2004-2005. Cette hausse de 65 millions de dollars est attribuable aux facteurs suivants :

- une croissance de 30 millions de dollars du coût des combustibles et des achats d'énergie en raison d'une baisse de la production d'énergie nucléaire et hydroélectrique, résultant en une hausse du coût de l'énergie de remplacement;
- une augmentation de 29 millions de dollars des frais d'exploitation, d'entretien et d'administration essentiellement attribuable à la mise en œuvre d'un important programme de rationalisation des effectifs, qui a réduit l'effectif de la Société de 10 % en 2005-2006 et pour l'avenir;
- une charge de 46 millions de dollars en frais de transport payés à l'Exploitant du réseau;
- 11 millions de dollars en paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le revenu et d'impôts sur les investissements versés à la Corporation financière;
- 8 millions de dollars pour l'amortissement, le déclassemenet et les impôts fonciers.

Ces augmentations ont été compensées par les facteurs suivants :

- une radiation de coût de 44 millions de dollars pour les dépenses engagées dans le système de manutention du combustible Orimulsion^MC de la centrale Coleson Cove en 2003-2004;
- une baisse de 15 millions de dollars des frais de financement rattachés à la réorganisation financière d'Énergie NB au milieu de l'exercice.

Combustibles et achats d'énergie (en millions)

	2004-05		2003-04		2002-03	
	$	%	$	%	$	%
Hydroélectrique	**0 $**	**0**	0 $	0	0 $	0
Nucléaire	**9**	**2**	10	2	7	1
Thermique	**366**	**74**	364	78	409	78
Achats	**122**	**24**	93	20	112	21
Total	**497 $**	**100**	467 $	100	528 $	100

(suite)

Le coût des combustibles et des achats d'énergie s'établit à 497 millions de dollars en 2004-2005, soit une croissance de 30 millions de dollars ou de 6,4 % par rapport à l'exercice de 2003-2004. Les achats de mazout lourd représentent 39 % de ces dépenses, tandis que les achats d'énergie auprès des sociétés de services publics en Nouvelle-Écosse, au Maine, au Québec et au Nouveau-Brunswick représentent 25 % de ces dépenses. L'augmentation d'un exercice à l'autre du coût des combustibles et des achats d'énergie est attribuable aux facteurs suivants :

- les niveaux d'eau ont baissé pour se fixer à 106 % de la moyenne à long terme en 2004-2005, comparativement à 120 % en 2003-2004. La baisse de disponibilité de cette énergie peu coûteuse a augmenté les frais de production de 20 millions de dollars.
- le facteur de capacité net à la centrale de Point Lepreau s'est chiffré à 77 % en 2004-2005, contre 86 % en 2003-2004. La baisse de disponibilité de cette énergie peu coûteuse a augmenté les frais de production de 28 millions de dollars.

Ces hausses ont été compensées par une diminution des frais reliés à une diminution de charge globale (11 millions de dollars) et par d'autres écarts dans le jeu des coûts de production et d'achats d'énergie et par une baisse générale du prix des combustibles, nette de l'incidence des opérations de couverture (7 millions de dollars).

FRAIS D'EXPLOITATION, D'ENTRETIEN ET D'ADMINISTRATION

en millions de dollars

Charges d'exploitation, d'entretien et d'administration (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Charges EEA	**384 $**	355 $	334 $

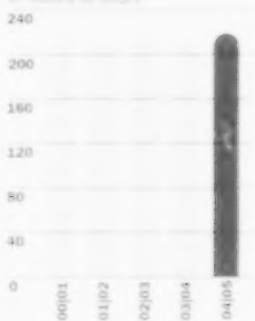
Les coûts d'exploitation, d'entretien et d'administration étaient de 384 millions de dollars en 2004-2005, soit une augmentation de 29 millions de dollars ou 8,2 % par rapport à 2003-2004. Les facteurs suivants en ont été les principales raisons :

- les coûts liés à la retraite anticipée ont été de 23 millions de dollars plus élevés en raison d'un programme significatif d'aménagement du personnel qui a réduit l'effectif de la corporation de 10 % pour 2005-2006 et les exercices subséquents.
- les coûts liés à la main-d'œuvre, aux services embauchés et au matériel ont été plus élevés de 13 millions de dollars en raison principalement du choix du moment et de l'étendue des arrêts d'entretien des centrales d'Énergie nucléaire NB et de Production Énergie NB.

Ces augmentations ont été contrebalancées par une réduction des coûts de 10 millions de dollars, dont une diminution des frais inhérents à la retraite et une diminution des services embauchés et autres coûts de la restructuration.

AMORTISSEMENT ET DÉCLASSEMENT

en millions de dollars



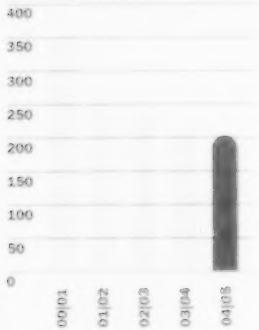
Amortissement et déclassement (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Amortissement et déclassement	**219 $**	213 $	216 $

Les coûts d'amortissement et de déclassement ont été de 219 millions de dollars pour 2004-2005, soit une augmentation de 6 millions de dollars ou 2,8 % par rapport à 2003-2004. L'achèvement et la capitalisation du projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove en décembre 2004 ont été les principales raisons de cette hausse.

DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

FRAIS DE FINANCEMENT
en millions de dollars



DÉPENSES (Suite)

Droits autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Droits autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	**41 $**	33 $	30 $

Les droits autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu ont été de 41 millions de dollars pour 2004-2005, soit une augmentation de 8 millions de dollars ou 24,2 % par rapport à 2003-2004. Une augmentation de l'évaluation des impôts fonciers et le règlement de paiements spéciaux tenant lieu d'impôt provincial sur le capital versés à la Corporation financière depuis le 1er octobre 2004 ont été les principales raisons de cette hausse.

Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible	**- $**	44 $	- $

La radiation non récurrente en mars 2004 est liée aux dépenses engagées pour le développement et à la construction d'une installation de déchargement capable d'exécuter la livraison du combustible Orimulsion[VD] à la centrale de Coleson Cove.

Frais de financement (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Frais de financement	**202 $**	217 $	242 $

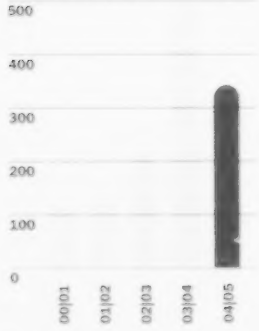
Les frais de financement ont été de 202 millions de dollars pour 2004-2005, soit une diminution de 15 millions de dollars ou 6,9 % par rapport à 2003-2004. La réduction de la dette par suite de la réorganisation de la corporation le 1er octobre 2004 a été la principale raison de cette diminution.

Paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu (en millions)

	2004-05	2003-04	2002-03
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	**5 $**	- $	- $

Depuis le 1er octobre 2004, la corporation a dû verser des paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu à la Corporation financière. Ces paiements comportaient un volet d'impôt sur le revenu basé sur le bénéfice comptable net et un volet d'impôt fédéral sur le capital.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT
en millions de dollars



LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL

Dépenses d'investissement (en millions)	**2004-05**	2003-04	2002-03
Dépenses d'investissement pour projets majeurs	**220 $**	412 $	118 $
Dépenses d'investissement pour projets normaux	**115**	85	94
Total des dépenses d'investissement	**335 $**	497 $	212 $

Les dépenses d'investissement, déduction faite du produit de l'aliénation et des contributions des clients, se sont chiffrées à 335 millions de dollars en 2004-2005, une diminution de 162 millions de dollars ou de 33 % par rapport à 2003-2004.

Cette diminution était surtout attribuable à la réduction des dépenses liées au projet de remise à neuf de la centrale de Coleson Cove (200 millions de dollars par rapport à 400 millions de dollars l'année précédente) lors de l'achèvement de ce projet en décembre 2004.

Cette diminution a été compensée par une augmentation des dépenses d'investissement normales par Production Énergie NB, et par une augmentation des dépenses d'investissement sur les travaux de pré ingénierie nécessaires pour la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau. Les projets de mise à jour de l'infrastructure du transport et de la distribution ont également été effectués dans l'année.

Encaisse d'exploitation (en millions)	**2004-05**	2003-04	2002-03
Encaisse d'exploitation	**245 $**	256 $	139 $

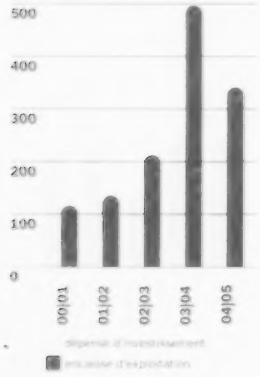
L'encaisse d'exploitation s'est chiffrée à 245 millions de dollars en 2004-2005, soit 11 millions de dollars en moins qu'en 2003-2004. Cette diminution est attribuable à un déclin du bénéfice net (excluant la radiation des coûts non récurrents des installations de manutention du combustible de 2003-2004 de 44 millions de dollars).

Encaissements (décaissements) libres (en millions)	**2004-05**	2003-04	2002-03
Encaisse d'exploitation	**245 $**	256 $	139 $
Dépenses d'investissement	**(335)**	(497)	(212)
Autres investissements	**(6)**	-	-
Réduction (augmentation) du fonds de roulement	**(51)**	29	14
Paiement au fonds de fiducies pour le déclassement de la centrale nucléaire et pour les déchets de combustible nucléaire, versements et bénéfices	**(13)**	(156)	(20)
Autre	**(1)**	(8)	(7)
Encaissements (décaissements) libres	**(161) $**	(376) $	(86) $

Les décaissements libres se chiffrent à 161 millions de dollars en 2004-2005, soit 215 millions de dollars de plus qu'en 2003-2004. Cette augmentation est attribuable surtout à

- la réduction des dépenses d'investissement ;
- la réduction et du financement des charges au titre de la gestion des déchets de combustible nucléaire et du déclassement de la centrale nucléaire en raison d'un financement ponctuel en 2003-2004 exigé par les stipulations de la CCSN relatives aux permis.

COMPOSANTS DES LIBRES MOUVEMENTS DE TRÉSORERIE



DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

LIQUIDITÉS ET RESSOURCES EN CAPITAL (Suite)

Réduction (augmentation) de la dette nette (en millions)

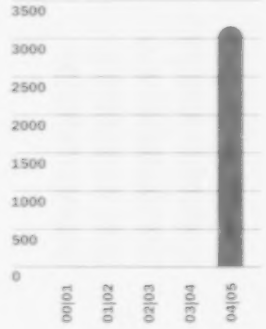
	2004-05	2003-04	2002-03
Encaissements (décaissements) libres	(161) $	(376) $	(86) $
Redressement des opérations de change et frais de la dette reportée	(3)	-	(18)
Réduction nette de la dette causée par la restructuration	365	-	-
Évolution de l'encaisse	3	55	(45)
Réduction (augmentation) de la dette nette	204 $	(321) $	(149) $

La dette nette a reculé de 204 millions de dollars en 2004-2005 comparativement à une augmentation de 321 millions de dollars en 2003-2004. Les principaux facteurs en cause étaient les suivants :

- la réduction des dépenses d'investissement
- la réduction du financement de la gestion des déchets de combustible nucléaire et du déclassement de la centrale nucléaire
- une réduction nette de la dette grâce à la restructuration du portefeuille de la dette de la Société le 1er octobre 2004

Voir les Notes 2 et 17 des états financiers pour obtenir des renseignements sur la restructuration du portefeuille de la dette de la Société.

TOTAL DE LA DETTE NETTE
en millions de dollars



Total de la dette nette (en millions)	2004-05	2003-04	2002-03
Dette à long terme	2 816 $	2 883* $	2 744* $
Dette à court terme	340	477	295
Total de la dette nette	3 156 $	3 360 $	3 039 $
Dette/capital	96 %	106 %	106 %
Encaisse d'exploitation/dette totale	0,08	0,08	0,05

* Dette à long terme, nette des investissements du fonds d'amortissement

Les niveaux d'endettement de la Société augmenteront dans les années futures avec la remise à neuf de la centrale de Point Lepreau et la construction de la ligne internationale de transport. Le niveau des emprunts à court terme fluctue selon la date d'échéance de la dette et les besoins en investissement de capitaux. Depuis la restructuration du 1er octobre 2005, la Société émet des billets à court et à long terme à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick. Sous l'autorité de la *Loi sur l'électricité*, la Corporation financière émet des titres de créance au nom du gouvernement du Nouveau-Brunswick.

INFORMATION SECTORIELLE

La Société est organisée en cinq secteurs. Le 1er octobre 2004, avec la restructuration d'Énergie NB, chacun de ces secteurs est devenu une société constituée en corporation comme décrit dans la Note 1 des états financiers. Comme ces secteurs ont existé durant toute l'année, les résultats présentés sont représentatifs des activités de l'année complète des secteurs. Les secteurs sont les suivants :

- **Production Énergie NB –** responsable d'exploiter et d'entretenir les centrales hydrauliques et celles fonctionnant au mazout, au charbon et à l'Orimulsion(MD)
- **Énergie nucléaire NB –** responsable d'exploiter et d'entretenir la centrale de Point Lepreau
- **Transport Énergie NB –** responsable d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport
- **Distribution Énergie NB –** responsable d'exploiter et d'entretenir le réseau de distribution. Distribution Énergie NB est reconnue comme le fournisseur de services standardisés de la province du Nouveau-Brunswick et a l'obligation de fournir des services standardisés aux clients résidentiels, commerciaux, grossistes et industriels situés dans la province
- **Holding Énergie NB –** responsable de fournir des services d'entreprise et partagés aux autres secteurs

Aperçu financier (en millions)

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB	Éliminations	Total
Produits totaux	869 $	226 $	102 $	1 093 $	139 $	(1 026) $	1 403 $
Coûts reliés aux combustibles et aux achats d'électricité	488	12	-	820	-	(823)	497
Transport	33	2	3	55	-	(47)	46
Exploitation, entretien et administration	111	135	44	119	55	(80)	384
Amortissement et déclassement	84	73	18	41	3	-	219
Taxes, autres que les financiers et paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	15	6	8	12	-	-	41
Gains (pertes) avant les financiers et paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	138	(2)	29	46	81	(76)	216
Frais financiers	83	11	14	34	128	(68)	202
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôt sur le revenu	27	(3)	6	5	(30)	-	5
Revenu net (perte nette) de l'année	28 $	(10) $	9 $	7 $	(17) $	(8) $	9 $

DISCUSSION ET ANALYSE DE GESTION

PRINCIPALES ESTIMATIONS COMPTABLES

Amortissement

Énergie NB a un processus d'examen de l'amortissement par lequel la durée d'utilisation des principales catégories d'éléments d'actif est examinée aux cinq ans ou plus souvent, selon les circonstances. Ces examens comprennent l'inspection matérielle de l'élément d'actif et l'examen des dossiers d'entretien et de mise hors service, de désuétude technologique et des pratiques dans l'industrie. Les estimations actuelles de la durée d'utilisation des éléments d'actif sont présentées dans la Note 3(a) des états financiers.

La durée d'utilisation estimée de la centrale de Coleson Cove a été prolongée de 25 ans à l'achèvement du projet de remise à neuf. La mise en œuvre du projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau devrait prolonger la durée d'utilisation de la centrale de 25 ans.

Les dépenses d'amortissement pour l'exercice se terminant le 31 mars 2005 s'établissent à 201 millions de dollars (2004 – 196 millions de dollars).

Déclassement de la centrale et gestion des déchets de combustible nucléaire

À compter du 1er avril 2002, Énergie NB a adopté la norme de l'Institut canadien des comptables agréés (ICCA) pour les obligations au titre de la mise hors service des biens pour lesquels il faut constater la valeur actuelle nette lorsque les obligations sont prises. Les principales hypothèses sur lesquelles sont basées les charges sont communiquées dans la Note 18 des états financiers et ces hypothèses sont mises à jour à intervalles réguliers. Au fur et à mesure que le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau ira de l'avant, les charges au titre des déchets de combustible nucléaire augmenteront, car la consommation de combustible augmentera et les charges au titre de déclassement diminueront, étant donné que la période de déclassement sera plus longue.

Le gouvernement du Canada a promulgué en 2002 la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*, qui a établi la Société de gestion des déchets nucléaires. La société a pour mandat de recommander au gouvernement fédéral la meilleure approche pour la gestion des déchets de combustible nucléaire irradié. L'approche choisie par le gouvernement fédéral pourrait modifier en profondeur les charges qui sont actuellement constatées dans les états financiers pour la gestion des déchets de combustible nucléaire.

Les dépenses liées au déclassement des centrales thermiques et de la centrale nucléaire se chiffrent à 18 millions de dollars pour l'exercice se terminant le 31 mars 2005 (17 millions de dollars en 2004).

Futurs avantages sociaux des employés

Les employés du groupe d'Energie NB cotisent au régime de retraite à prestations déterminées du gouvernement du Nouveau-Brunswick (voir la Note 15 des états financiers). La Société a également un programme d'allocations de retraite et partiels des coûts liés à la retraite anticipée (voir la Note 19).

Recettes non facturées

Comme Énergie NB facture les clients résidentiels et du secteur de l'usage général de façon cyclique, les recettes pour l'énergie fournie mais non facturée à la fin de chaque exercice financier sont estimées et constatées. Cette estimation est basée sur les relevés actuels aux sous-stations et aux tarifs moyens. Les recettes constatées au 31 mars 2005 s'établissent à 36 millions de dollars (2004 – 32 millions de dollars).

Frais généraux liés aux projets d'investissement

Comme il est décrit dans la Note 3(a) des états financiers, la Corporation ajoute des frais généraux aux projets d'investissement pour tenir compte des coûts indirects se rattachant aux frais d'administration et à d'autres dépenses. Le montant des frais généraux imputés aux projets d'investissement durant l'exercice se terminant le 31 mars 2005 est de 11 millions de dollars (12 millions de dollars en 2004).

RAPPORTS DE LA DIRECTION ET DES VÉRIFICATEURS

RAPPORT DE LA DIRECTION

Le 4 août 2005

Les états financiers du groupe d'Energie NB ont été dressés par la direction, qui est responsable de l'intégrité, de l'exactitude et de la justesse des données. Les principes comptables qui sont appliqués dans les états financiers sont ceux généralement reconnus au Canada. Les données financières présentées dans le rapport annuel sont conformes aux états financiers.

Des systèmes de contrôle interne et des procédures de soutien sont en vigueur afin de garantir l'autorisation des transactions, la protection des biens et la mise à jour des dossiers. Parmi ces contrôles et procédures, notons ce qui suit :

- la protection du système et divers contrôles financiers
- des normes de qualité pour le recrutement et la formation des employés
- un code de conduite
- une structure organisationnelle qui permet une division claire des responsabilités
- la responsabilisation en matière de rendement
- la communication des politiques et des lignes directrices au sein de la Corporation

Les contrôles internes sont analysés et évalués par des programmes de vérification qui sont soigneusement examinés par des vérificateurs externes.

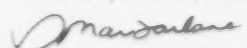
La responsabilité finale des états financiers incombe au conseil d'administration. Le conseil est aidé en ça par le comité de vérification, qui analyse les recommandations des vérificateurs internes et externes en vue d'améliorer le contrôle interne et les mesures prises par la direction pour mettre en œuvre les recommandations émises. Afin de remplir ses obligations et ses responsabilités, le comité de vérification se réunit régulièrement avec la direction et avec les vérificateurs internes et externes afin d'examiner la portée et le calendrier de leurs vérifications respectives, d'analyser leurs conclusions et de s'assurer qu'ils ont bien accompli leur mission. Le comité de vérification analyse les états financiers et les recommande au conseil d'administration afin qu'il les approuve.

Les vérificateurs externes de la Corporation, Deloitte & Touche s.e.n.c., ont procédé à un examen indépendant des états financiers selon les normes de vérification généralement reconnues au Canada, en effectuant les tests et les procédures qu'ils jugeaient nécessaires pour exprimer leur opinion dans le cadre du rapport des vérificateurs. Les vérificateurs externes disposent de toute la latitude nécessaire pour s'adresser au comité de vérification afin de discuter de leur vérification et de leurs conclusions relativement à l'intégrité des rapports financiers de la Corporation et à l'exactitude des systèmes de contrôle interne.

Le président-directeur général,

David D. Hay

La vice-présidente, Finances,



Sharon MacFarlane

RAPPORT DES VÉRIFICATEURS

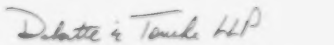
L'honorable Herménégilde Chiasson,
Lieutenant-gouverneur du Nouveau-Brunswick
Fredericton (Nouveau-Brunswick)

Monsieur,

Nous avons vérifié le bilan combiné de la Corporation de portefeuille Energie Nouveau-Brunswick (la Corporation) au 31 mars 2005 et les états des résultats et des bénéfices non répartis et des flux de trésorerie de l'exercice terminé à cette date. La responsabilité de ces états financiers incombe à la direction de la Société. Notre responsabilité consiste à exprimer une opinion sur ces états financiers en nous fondant sur nos vérifications.

Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues du Canada. Ces normes exigent que la vérification soit planifiée et exécutée de manière à fournir l'assurance raisonnable que les états financiers sont exempts d'inexactitudes importantes. La vérification comprend le contrôle par sondages des éléments probants à l'appui des montants et des autres éléments d'information fournis dans les états financiers. Elle comprend également l'évaluation des principes comptables suivis et des estimations importantes faites par la direction, ainsi qu'une appréciation de la présentation d'ensemble des états financiers.

À notre avis, ces états financiers donnent, à tous les égards importants, une image fidèle de la situation financière de la Corporation au 31 mars 2005 ainsi que des résultats de son exploitation et de ses flux de trésorerie pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus du Canada.



Deloitte & Touche LLP
Comptables agréés
Saint John (Nouveau-Brunswick)

Le 6 juin 2005
Sauf la Note 25, qui date du 4 août 2005

État combiné des résultats Pour les exercices terminés le 31 mars (en millions)

	2005	2004
Produits (Note 4)		
Ventes d'électricité		
À l'intérieur de la province	**1 049 $**	1 009 $
À l'extérieur de la province	**251**	246
Autres	**62**	56
Transport	**41**	–
	1 403	1 311
Charges		
Combustible et achats d'électricité	**497**	467
Transport (Note 4)	**46**	–
Activités, entretien et gestion	**384**	355
Amortissement et déclassement (Note 5)	**219**	213
Impôts, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Note 6)	**41**	33
Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible (Note 7)	**–**	44
	1 187	1 112
Bénéfice avant frais de financement et paiements spéciaux tenant lieu d'impôts	**216**	199
Frais de financement (Note 8)	**202**	217
Bénéfice (perte) avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	**14**	(18)
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Note 9)	**5**	–
Bénéfice net (perte nette) pour l'exercice	**9 $**	(18) $

État combiné du déficit Pour les exercices terminés les 31 mars (en millions)

	2005	2004
Déficit au début	**(195) $**	(177) $
Bénéfice net (perte nette) pour l'exercice	**9**	(18)
Dividendes déclarés (Note 10)	**(5)**	–
Déficit à la fin	**(191) $**	(195) $

ÉTATS FINANCIERS COMBINÉS

Bilan combiné Au 31 mars (en millions)

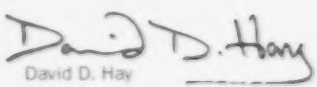
	2005	2004
Actif à court terme		
Encaisse et placements à court terme (Note 11)	**4 $**	7 $
Débiteurs (Note 21)	**217**	181
Matières, fournitures et combustibles	**106**	96
Charges payées d'avance	**3**	3
	330	287
Immobilisations corporelles (Note 12)		
Terrains, bâtiments, installations et matériel, au coût	**6 320**	6 016
Moins : amortissement cumulé	**3 047**	2 870
	3 273	3 146
Actif à long terme		
Fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible irradié (Note 13)	**189**	176
Autres placements (Note 14)	**6**	–
	195	176
Autre actif		
Futurs paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices (Note 9)	**5**	–
Frais reportés du service de la dette, moins les montants amortis (Note 2)	**–**	50
Prestation de retraite reportées (Note 15)	**71**	67
Autres charges reportées	**–**	3
	76	120
Total de l'actif	**3 874 $**	3 729 $

Au nom de la Corporation de portefeuille Énergie NB

Président du conseil

Derek H. Burney

Le président-directeur général,



David D. Hay

Bilan combiné Au 31 mars (en millions)

	2005	2004
Passif à court terme		
Dette à court terme (Note 16)	**340 $**	477 $
Créditeurs et charges à payer (Note 21)	**199**	201
Intérêts courus (Note 21)	**60**	70
Tranche à court terme de la dette à long terme (Note 17)	**357**	69
	956	817
Dette à long terme (Note 17)		
Débentures et autres emprunts	**2 459**	3 217
Moins : fonds d'amortissement	**–**	403
	2 459	2 814
Passif reporté		
Déclassement des installations et gestion du combustible irradié (Note 18)	**251**	240
Autres (Note 19)	**72**	53
	323	293
Capitaux propres		
Capital-actions (Note 10)	**140**	–
Surplus d'apport (Note 2)	**187**	–
Déficit	**(191)**	(195)
	136	(195)
Total du passif et des capitaux propres	**3 874 $**	3 729 $

État combiné des flux de trésorerie Pour les exercices terminés le 31 mars (en millions)

	2005	2004
Activités d'exploitation		
Bénéfice net (perte nette) pour l'exercice	**9 $**	(18) $
Montants imputés ou crédités à l'exploitation mais n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice (Note 20)	**236**	274
	245	256
Paiements et revenus liés au fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible irradié	**(13)**	(156)
Dépenses liées au passif au titre du déclassement	**(1)**	(3)
Additions aux frais reportés	**–**	(5)
Variation nette des soldes hors caisse du fonds de roulement	**(51)**	29
	180	121
Activités d'investissement		
Dépenses liées aux immobilisations corporelles, déduction faite du produit de la cession d'immobilisations et des contributions des clients	**(335)**	(497)
Autres investissements	**(6)**	–
	(341)	(497)
Activités de financement		
Remboursements de la dette	**(58)**	(102)
Paiements et revenus liés au fonds d'amortissement	**(27)**	(55)
Produit des obligations au titre de la dette à long terme	**297**	296
Augmentation (diminution) de la dette à court terme	**(54)**	182
	158	321
Sorties nettes	**(3)**	(55)
Encaisse au début	**7**	62
Encaisse à la fin	**4 $**	7 $

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS COMBINÉS

1. CONSTITUTION ET MODE DE PRÉSENTATION

Constitution

La Société d'énergie du Nouveau-Brunswick (Énergie NB) a été constituée en société de la Couronne de la province du Nouveau-Brunswick en 1920, en vertu de la *Loi sur l'énergie électrique* du Nouveau-Brunswick.

Le 1er octobre 2004, la province du Nouveau-Brunswick a adopté la *Loi sur l'électricité*, qui a entraîné la réorganisation d'Énergie NB et la restructuration du secteur de l'électricité au Nouveau-Brunswick. Énergie NB poursuivra ses activités sous le nom de Corporation de portefeuille Énergie NB (Holding Énergie NB) et compte désormais quatre nouvelles filiales qui ont entrepris leurs activités à cette date. Ces filiales sont les suivantes :

- Corporation de production Énergie NB* (Production Énergie NB);
- Corporation d'Énergie nucléaire Nouveau-Brunswick (Énergie nucléaire NB);
- Corporation de transport Énergie Nouveau-Brunswick (Transport Énergie NB);
- Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie Nouveau-Brunswick (Distribution Énergie NB).

* Comprend la Corporation Coleson Cove Énergie NB (Coleson Cove), constituée comme filiale de Production Énergie NB lors de la restructuration, et NB Coal Limited (NB Coal).

Mode de présentation

Les états financiers combinés ci-joints ont été dressés selon les principes comptables généralement reconnus du Canada, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent. Les états financiers combinés comprennent les comptes de Holding Énergie NB et ceux de ses filiales, énumérées ci-dessus (collectivement, la Corporation).

2. RESTRUCTURATION

Entités publiques

La *Loi sur l'électricité* a entraîné la constitution de la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (Corporation financière), corporation de la Couronne et société mandataire, qui a pour objectif de faciliter la conversion de la dette d'Énergie NB à des niveaux appropriés pour les sociétés filiales et pour prendre en charge et réduire la portion restante de la dette d'Énergie NB.

La *Loi sur l'électricité* a également entraîné la création d'une corporation appelée l'Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (Exploitant du réseau), une corporation de la Couronne à but non lucratif dont le principal objectif est de diriger l'exploitation du marché de l'électricité et de maintenir l'adéquation et la fiabilité du réseau d'électricité.

Refinancement de la dette

Au 1er octobre 2004, la Corporation financière a assumé les obligations d'Énergie NB relatives aux billets et aux instruments de créance remis à la province ou à tout autre tiers détenteur de titres. Ces obligations comprennent tous les billets et les débentures au 30 septembre 2004, y compris les débentures en dollars américains et les swaps de devises, ainsi que les intérêts courus connexes et les frais reportés du service de la dette.

En contrepartie au transfert des éléments susmentionnés, la Corporation financière a présenté à la Corporation un nouveau portefeuille de dettes, de même que les intérêts courus, qui a été réduit grâce au capital-actions ordinaire et au surplus d'apport afin de contrebalancer le déficit existant au 30 septembre 2004.

Le tableau suivant présente un résumé des montants transférés et reçus par la Corporation financière :

	Reçu	Transféré	Écart
Dette à long terme	2 837 $	3 537 $	(700) $
Fonds d'amortissement		(418)	418
Dette à court terme	295	378	(83)
Intérêts courus	71	83	(12)
	3 203	3 580	(377)
Frais reportés du service de la dette		(50)	50
Capital-actions ordinaire	140		140
Surplus d'apport	187		187
Total	3 530 $	3 530 $	- $

Actions ordinaires

Lors de la constitution des nouvelles sociétés en exploitation et de la restructuration d'Énergie NB, les actions ordinaires suivantes ont été émises ou transférées :

- Holding Énergie NB a émis une action ordinaire à droit de vote de catégorie A de valeur nominale à l'intention du ministre de l'Énergie du Nouveau-Brunswick.
- chacune des filiales a émis une action ordinaire à droit de vote de catégorie A de valeur nominale à l'intention de Holding Énergie NB.
- Coleson Cove a émis une action ordinaire à droit de vote de catégorie A de valeur nominale à l'intention de Production Énergie NB.
- les actions ordinaires à droit de vote de NB Coal ont été transférées de Holding Énergie NB à Production Énergie NB.
- chacune des entreprises, à l'exception de NB Coal, a émis une action ordinaire à valeur nominale sans droit de vote de catégorie B à l'intention de la Corporation financière.
- Transport Énergie NB a émis 1 000 actions ordinaires sans droit de vote de catégorie B additionnelles à l'intention de la Corporation financière, d'une valeur attribuée de 140 millions de dollars.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS COMBINÉS — SUITE

Transfert de l'actif net

Le 1er octobre 2004, l'actif et le passif associés à chacun des secteurs ont été transférés de Holding Énergie NB aux sociétés d'exploitation concernées à leur valeur comptable nette.

Résultat de la restructuration du capital

Les transactions susmentionnées ont entraîné la répartition des montants de l'actif, du passif, du capital-actions et du surplus d'apport de la manière suivante au 1er octobre 2004 :

	Holding Énergie NB	Production Énergie NB*	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Total
Actif net	5 $	1 950 $	382 $	345 $	661 $	3 343 $
Déficit d'ouverture	165	22				187
Dette à court terme	5	69	113	4	104	295
Intérêts courus à payer	-	47	7	5	12	71
Dette à long terme	-	1 834	262	196	545	2 837
Surplus d'apport	165	22				187
Capital-actions ordinaire	-	-	-	140	-	140

* y compris Coleson Cove et NB Coal

Contrats importants intersociétés

Le 1er octobre 2004, les contrats suivants ont été conclus :

Contrat d'achat d'électricité – Corporation d'Énergie nucléaire NB

Distribution Énergie NB et Énergie nucléaire NB ont conclu un contrat d'achat d'électricité dans le cadre duquel Distribution Énergie NB achètera 95 % de la capacité de la centrale de Point Lepreau et 95 % de l'énergie produite par ces installations. Le contrat durera jusqu'à la fin de la vie utile de la centrale actuelle si elle n'est pas rénovée, ou vingt-cinq ans après que la centrale rénovée soit remise en service. Le contrat comporte des options de renouvellement annuelles futures en faveur de Distribution Énergie NB.

Contrat d'achat d'électricité – Corporation Coleson Cove Energie NB

Distribution Énergie NB et Coleson Cove ont conclu un contrat d'achat d'électricité de 25 ans par lequel Distribution Énergie NB achètera la capacité et des services connexes afin de convertir les combustibles en électricité. Ce contrat exige que la totalité de l'énergie produite à la centrale de Coleson Cove soit vendue à Distribution Énergie NB.

Contrat d'achat d'électricité – Corporation de production Énergie NB

Distribution Énergie NB et Production Énergie NB ont conclu un contrat d'acquisition à long terme par lequel la Corporation fournira une capacité et de l'énergie à Distribution Énergie NB. Le contrat sera en vigueur jusqu'à ce que la capacité convenue aux termes du contrat soit réduite à néant. Au 31 mars 2005, l'obligation visait une capacité de base de 2 425 MW et une capacité de pointe de 1 258 MW, incluant la capacité fournie en vertu des contrats d'achat d'électricité auprès de tierces parties.

Conformément au contrat d'achat d'électricité, Production Énergie NB est également responsable de fournir et de livrer des combustibles pour le compte de Distribution Énergie NB à la centrale de Coleson Cove.

[illegible]

a. Immobilisations corporelles

Le coût des ajouts aux immobilisations corporelles comprend le coût initial des services de sous-traitance, de la main-d'œuvre directe et du matériel, les intérêts et les provisions pour les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais, moins les crédits pour la valeur de l'électricité produite pendant la période de mise en service.

Les immobilisations corporelles comprennent aussi la valeur actualisée des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations à l'égard de l'évacuation du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire.

Les intérêts engagés durant la construction sont capitalisés mensuellement pour les projets d'immobilisations de capital dans les entreprises non réglementées d'après le coût des emprunts à long terme. Les provisions pour les fonds utilisés durant la construction sont capitalisées mensuellement pour les projets d'immobilisations dans les entreprises réglementées en fonction du coût moyen pondéré du capital.

Les contributions aux frais de construction, qui comprennent les montants reçus des clients ainsi que les subventions pour la recherche et le développement relativement aux nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des actifs connexes.

Le coût des actifs du réseau de distribution mis hors service, déduction faite des montants liés au démantèlement et à la récupération, est imputé à l'amortissement combiné. Quant à toutes les autres immobilisations corporelles vendues, le coût et l'amortissement combiné sont éliminés des comptes, et le gain ou la perte résultant de la cession est porté aux résultats.

La Corporation calcule l'amortissement de tous les actifs à des taux permettant d'amortir leur coût, déduction faite de la valeur de récupération prévue, sur leur durée d'utilisation prévue. La durée d'utilisation prévue des immobilisations est analysée périodiquement, et toute révision est appliquée prospectivement. Tous les actifs sont amortis suivant la méthode de l'amortissement linéaire.

Les principales catégories d'immobilisations corporelles sont amorties suivant leur durée d'utilisation estimative moyenne comme suit :

Actifs	Années
Centrales hydroélectriques	35 à 100
Centrales thermiques	25 à 35
Centrale nucléaire	25
Centrales à turbine à combustion	25
Postes et sous-stations	40
Réseau de transport	45 à 60
Réseau de distribution	10 à 35
Bâtiments	
Généraux	40
Siège social	50
Système de communications et systèmes informatiques	3 à 15
Matériel minier	20 à 35
Véhicules	4 à 10

b. Encaisse et placements à court terme

L'encaisse et les placements à court terme sont présentés au coût et représentent les soldes auprès de banques et les placements dans des instruments du marché monétaire.

c. Stocks

Les stocks de matériel et de fournitures, ainsi que de combustibles, sauf le combustible nucléaire, sont évalués au coût moyen. Les stocks de combustible nucléaire sont évalués au coût selon la méthode du premier entré, premier sorti.

d. Frais reportés du service de la dette

Dans le cadre de la restructuration, les frais reportés du service de la dette ont été transférés à la Corporation financière le 1er octobre 2004 (se reporter à la Note 2). Avant la restructuration, la Corporation amortissait les escomptes et les primes sur débentures, les frais d'émission ainsi que les intérêts reportés ayant trait au refinancement de la dette sur la durée de chacune des émissions concernées.

e. Opérations de change

Les actifs et passifs monétaires libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan, sauf lorsqu'un contrat de change à terme est acquis dans le cadre d'une opération de couverture, auquel cas le taux fixé en vertu du contrat est utilisé pour la conversion. Les gains et les pertes de change découlant de la conversion sont inscrits dans les résultats.

f. Dette à long terme

La dette à long terme est inscrite au bilan au coût. La juste valeur estimative de cette dette est présentée dans les notes complémentaires et elle est établie en fonction de la valeur marchande ou des estimations de cette valeur fondées sur des titres d'emprunt assortis de conditions et d'échéances analogues. Il est à noter toutefois que la juste valeur estimative n'inclut pas les coûts qui seraient engagés pour échanger ou rembourser la dette.

g. Fonds d'amortissement

Dans le cadre de la restructuration, le fonds d'amortissement a été transféré à la Corporation financière le 1er octobre 2004 (se reporter à la Note 2). Avant la restructuration, le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick a maintenu, à titre de fiduciaire de la Corporation, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures. Les revenus du fonds d'amortissement sont portés aux résultats de la Société et les placements du fonds d'amortissement sont déduits de la dette à long terme, puisqu'un droit de compensation juridiquement exécutoire existait.

h. Obligations liées à la mise hors service d'immobilisations

Centrales nucléaire et thermiques

Afin de pourvoir aux coûts estimatifs futurs relatifs à l'évacuation permanente du combustible nucléaire irradié et au déclassement des centrales thermiques et nucléaire pour que les emplacements ne soient plus, par conséquent, assujettis à un usage restreint, la Corporation constate ces passifs en tenant compte de la valeur temporelle de l'argent.

Les coûts suivants ont été comptabilisés comme passif au 31 mars 2005 :

- la valeur actualisée estimative des coûts de déclassement des centrales thermiques et nucléaire à la fin de leur durée d'utilisation respective;
- la valeur actualisée estimative des coûts fixes des activités de gestion du combustible nucléaire irradié qui doivent être engagés peu importe le volume de combustible irradié, et la valeur actualisée estimative des coûts variables des activités de gestion du combustible nucléaire irradié, afin de tenir compte des volumes réels de combustible irradié jusqu'au 31 mars 2005.

Le passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié est augmenté pour tenir compte des grappes de combustible nucléaire utilisées chaque année, et le montant correspondant est imputé aux frais de combustible à l'état des résultats.

Les passifs liés au déclassement des centrales thermiques et nucléaire et à la gestion du combustible irradié sont ajustés pour refléter l'écoulement du temps par le calcul de la désactualisation (intérêt) des passifs. La charge de désactualisation est calculée au moyen du taux sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société et est incluse dans la charge d'amortissement.

Les coûts estimatifs futurs sont établis d'après des études détaillées qui tiennent compte de diverses hypothèses sur les moyens et l'échéancier à adopter pour le démantèlement des centrales thermiques et nucléaire, du coût du transport des matières radioactives vers des installations d'évacuation permanente et des estimations des taux d'inflation futurs.

Les charges engagées de façon régulière à l'égard de la gestion du combustible nucléaire irradié et du déclassement des installations sont imputées aux comptes du passif reporté.

Étant donné les progrès technologiques potentiels en matière de déclassement et de gestion du combustible nucléaire irradié et les diverses hypothèses et estimations inhérentes aux calculs, la Société met périodiquement ses calculs à jour.

En vertu de la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*, entrée en vigueur en novembre 2002, la Société de gestion des déchets nucléaires a été créée afin de préparer et d'examiner les options et de présenter des recommandations pour la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. La Société de gestion des déchets nucléaires devra soumettre ses recommandations d'ici le troisième anniversaire de l'entrée en vigueur de la loi. Le gouvernement fédéral déterminera une stratégie à l'égard de la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié selon les recommandations soumises. La stratégie choisie par le gouvernement fédéral pourrait modifier de façon importante l'estimation que fait la direction du passif lié à la gestion du combustible nucléaire irradié.

Centrales hydroélectriques

La Corporation n'a pour l'instant aucunement l'intention de déclasser ses centrales hydroélectriques. Grâce à des travaux d'entretien ou de remise à neuf, il est prévu que les actifs soient utilisés dans un avenir prévisible. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que la Corporation a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

Actifs des réseaux de transport et de distribution

Bien que certains des actifs des réseaux de transport et de distribution de la Corporation puissent être assujettis à des obligations liées à la mise hors service d'immobilisations, la Corporation prévoit utiliser la majeure partie de ses actifs des réseaux de transport et de distribution pour une durée indéterminée. Aucune date de mise hors service ne peut donc être déterminée et, par conséquent, aucune estimation raisonnable de la juste valeur de toute obligation connexe liée à la mise hors service d'immobilisations ne peut être faite actuellement. Si, à une date ultérieure, il devient possible de faire une estimation de la juste valeur des coûts de mise hors service des actifs que la Corporation a l'obligation juridique de mettre hors service, une obligation liée à la mise hors service d'immobilisations sera constatée à ce moment.

i. Régimes de retraite

Les salariés de la Corporation souscrivent au Régime de pension de retraite dans les services publics de la province du Nouveau-Brunswick. Ce régime interentreprises, à prestations déterminées, offre des pensions établies d'après le nombre d'années de service et la moyenne des cinq années consécutives où les gains ont été les plus élevés. Les prestations de retraite versées s'accroissent chaque année selon l'indice des prix à la consommation, jusqu'à un maximum de 5 % ou de 6 % selon la date du départ à la retraite. La Corporation et ses salariés versent des cotisations au Régime comme le stipulent la *Loi sur la pension de retraite dans les services publics* et ses règlements. NB Coal maintient un régime complémentaire de retraite à prestations déterminées privé pour ses employés.

L'évolution future des niveaux de salaire a une incidence sur le montant des avantages sociaux futurs des deux régimes de retraite et, par conséquent, la méthode de répartition des prestations au prorata des années de service a été utilisée pour déterminer l'obligation au titre des prestations constituées. Le rendement prévu de l'actif du régime de retraite est fondé sur la juste valeur de cet actif. Les gains et les pertes actuariels excédant 10 % de l'obligation au titre des prestations constituées ou de la juste valeur de l'actif du régime de retraite au début de l'exercice, selon le montant le plus élevé, sont amortis sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active des groupes de salariés. L'actif transitoire (la juste valeur marchande de l'actif du régime de retraite moins l'obligation au titre des prestations constituées, comme il a été déterminé le 1er avril 2000) est également amorti sur la durée moyenne du reste de la carrière active des groupes de salariés.

j. Allocations de retraite

La Corporation a constitué pour les salariés un programme d'allocations de retraite qui prévoit un règlement forfaitaire d'une semaine de paie, jusqu'à concurrence de 26 semaines, pour chaque année complète de service. Des calculs actuariels servent à déterminer le montant des obligations de la Corporation au titre des allocations de retraite. La méthode actuarielle utilisée fait appel aux hypothèses les plus probables de la direction pour déterminer la valeur actualisée de l'obligation au titre des allocations de retraite constituées d'après une projection des salaires et des traitements jusqu'à la date normale du départ à la retraite. La valeur actuarielle des obligations au titre des allocations de retraite constituées pour services passés est amortie selon la méthode de l'amortissement linéaire sur la durée moyenne estimative du reste de la carrière active du groupe de salariés.

k. Programmes de retraite anticipée

La valeur actualisée des coûts estimatifs futurs des programmes de retraite anticipée est imputée aux résultats dans l'année où les programmes sont mis sur pied, sans tenir compte de la date à laquelle les versements sont réellement effectués.

l. Produits

Les clients de l'usage domestique et de l'usage général font l'objet d'une facturation mensuelle selon un système de facturation cyclique. La facturation de tous les autres clients a lieu à la fin de chaque mois. Les produits afférents à des éléments non facturés à la fin de l'exercice sont estimés et inscrits aux comptes.

m. Instruments financiers dérivés

Conformément à ses conventions et objectifs de couverture, la Corporation souscrit des instruments financiers dérivés à des fins de gestion des risques sous-jacents. La Corporation constitue une documentation en bonne et due forme à l'égard de toutes les relations existant entre les instruments de couverture et les éléments couverts ainsi qu'à l'égard des objectifs et de la stratégie de couverture sous-tendant les diverses opérations de couverture. Dans le cadre de ce processus, chaque instrument dérivé est lié à un actif ou à un passif du bilan ou à une opération prévue donnée.

La comptabilité de couverture, qui permet le report des gains et des pertes jusqu'au règlement, s'applique lorsqu'un instrument dérivé est désigné comme une couverture et qu'il est prévu qu'il sera efficace durant toute la durée de vie de l'élément couvert. L'efficacité est atteinte lorsque les variations des flux de trésorerie ou de la juste valeur de l'instrument dérivé compensent essentiellement les variations des flux de trésorerie ou de la juste valeur de l'élément couvert. Dès la mise en place d'une opération de couverture et sur une base régulière par la suite, la Corporation évalue l'efficacité des instruments dérivés.

Les dérivés efficaces qui respectent les critères de la comptabilité de couverture ne sont pas inscrits au bilan et tout gain ou perte sur ces instruments est reporté et n'est constaté qu'à la date de règlement. Les instruments dérivés qui ne respectent pas les critères de la comptabilité de couverture sont inscrits au bilan à leur juste valeur et les variations subséquentes de la juste valeur sont portées aux résultats.

Si un instrument dérivé cesse d'exister et n'est pas remplacé, les gains ou les pertes à la cessation sont reportés et constatés lorsque l'élément couvert est réglé. Si un élément couvert cesse d'exister ou lorsqu'il n'est plus probable qu'il se réalisera, tout gain ou toute perte rattaché à un instrument dérivé reporté antérieurement est porté aux résultats. Si une relation de couverture se termine ou cesse d'être efficace, tout gain ou toute perte reporté antérieurement continue d'être reporté afin d'être porté aux résultats durant la même période que l'élément couvert et les gains ou les pertes subséquents sur la juste valeur de l'instrument sont portés aux résultats.

La Corporation recourt aux instruments financiers dérivés pour gérer les risques suivants :

- taux de change;
- taux d'intérêt;
- prix du mazout lourd et du gaz naturel.

Taux d'intérêt et de change

La Corporation conclut des contrats de change à terme portant sur l'échange de dollars canadiens en dollars américains pour couvrir le risque de change lié à ses achats prévus en dollars américains. Les gains ou les pertes découlant des contrats de change à terme visant les achats en dollars américains prévus sont reportés et constatés à la date de règlement à même l'élément sous-jacent. Si la Corporation met fin à un contrat de change à terme, le gain ou la perte réalisé sera également reporté et constaté aux résultats à la date de règlement de l'élément sous-jacent connexe.

Dans le cadre de la restructuration, les swaps de devises en cours ont été transférés à la Corporation financière le 1er octobre 2004 (voir la Note 2). Avant la restructuration, la Corporation conclusait des contrats de change à terme portant sur l'échange de dollars canadiens en dollars américains ou des swaps de devises pour couvrir le risque de change lié à ses achats prévus en dollars américains, et aux remboursements de capital et d'intérêt sur la dette à long terme libellée en dollars américains.

La Société conclut régulièrement des swaps de taux d'intérêt pour couvrir le risque de taux d'intérêt associé à l'émission future de la dette. Les gains et les pertes découlant de ces swaps de taux d'intérêt qui respectent les critères de la comptabilité de couverture sont pris en compte au moment du règlement et sont constatés uniquement au moment du refinancement de la dette. Les gains ou les pertes sont reportés et amortis dans les intérêts débiteurs sur la durée de la nouvelle dette.

Prix du mazout lourd et du gaz naturel

La Corporation conclut des swaps de mazout lourd et de gaz naturel afin de couvrir le risque prévu lié aux fluctuations du coût du mazout lourd utilisé dans le cadre de l'exploitation de ses centrales et à un contrat d'acquisition reposant principalement sur les prix du gaz naturel. Les gains ou les pertes découlant de ces swaps sont constatés à la date de règlement à titre d'ajustement de l'élément sous-jacent connexe.

n. Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts

À partir du 1er octobre 2004, la Corporation doit faire à la Corporation financière des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts. Le total de ces paiements spéciaux comporte :

- Une composante impôts sur les bénéfices en fonction du bénéfice comptable net multiplié par un taux de 35,12 %.
- Une composante impôt sur le capital fondée sur les règles fiscales des grandes sociétés qui font partie de la *Loi de l'impôt sur le revenu* fédérale et de la *Loi de l'impôt sur le revenu* provinciale.

La Corporation constate également l'économie au titre des paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts résultant de pertes d'une période lorsqu'il est plus probable qu'un bénéfice suffisant sera généré pour utiliser les pertes subies antérieurement. Aucune autre provision n'est faite à l'égard des paiements spéciaux futurs tenant lieu d'impôts en raison d'écarts temporaires puisque la valeur fiscale des actifs et des passifs ainsi que leurs valeurs sur le plan comptable sont considérées être les mêmes aux fins du calcul.

o. Utilisation d'estimations

La préparation des états financiers conformément aux principes comptables généralement reconnus exige que la direction fasse des estimations et établisse des hypothèses qui ont une incidence sur les montants présentés au titre de l'actif et du passif à la date des états financiers ainsi que sur les montants inscrits au titre des produits et des charges au cours de la période considérée. Les résultats réels pourraient différer de ces estimations. Se reporter à la Note 3(b) concernant l'estimation du passif lié à la gestion du combustible irradié.

Vente d'électricité dans la province

La Corporation est réglementée en vertu d'un système où les augmentations moyennes annuelles des tarifs qui sont supérieures à trois pour cent ou à l'indice des prix à la consommation, selon le montant le plus élevé, sont assujetties à l'examen réglementaire de la Commission des entreprises de service public de la province du Nouveau-Brunswick (CESP).

Produits liés au transport

La Commission des entreprises de service public de la province du Nouveau-Brunswick réglemente également le tarif d'accès au réseau de transport (TART), qui assure aux clients et aux producteurs de la province et de l'extérieur un accès non discriminatoire au réseau de transport et qui génère des produits permettant à Transport Énergie NB de fonctionner et d'entretenir ce réseau.

Dans sa décision de mars 2003, la CESP a approuvé une première exigence en matière de produits, laquelle constitue la base des taux actuels du TART. Les taux du TART sont entrés en vigueur le 30 septembre 2003.

Le 1er octobre 2004, l'Exploitant du réseau a assumé la conception et la gestion du TART. À ce titre, Transport Énergie NB facture à l'Exploitant du réseau la plus grande partie de ses exigences en matière de produits que l'Exploitant du réseau a recueillies par l'entremise du TART auprès des divers acheteurs et fournisseurs d'électricité, notamment Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB et Distribution Énergie NB.

Autres

Les produits totaux comprennent des ventes de 99 millions de dollars (84 millions de dollars en 2004) à des clients aux États-Unis.

	2005	2004
Amortissement	201 $	196 $
Déclassement	18	17
Amortissement et déclassement	219 $	213 $

	2005	2004
Impôts fonciers	18 $	16 $
Impôts sur les services publics et les emprises	17	17
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts du capital provinciaux	6	-
Impôts, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	41 $	33 $

Les impôts sur les services publics reflètent les montants prélevés par la province du Nouveau-Brunswick sur la valeur comptable nette des actifs qui ne sont pas couverts par les impôts fonciers.

La Société a reçu les approbations sur le plan environnemental et a commencé, en décembre 2002, le projet de remise à neuf de la centrale de 998 MW de Coleson Cove afin de prolonger sa durée d'utilisation et de la convertir en une centrale alimentée à l'Orimulsion[MD].

Le projet comprend également la conception et la construction d'installations et d'un pipeline pouvant transporter l'Orimulsion[MD]. La Société a signé un protocole d'entente pour le développement de ces installations. Une jetée fixe, des citernes d'entreposage, des pompes et des conduites devront être ajoutées aux pipelines existants du site choisi qui sont utilisés pour transporter le mazout à la centrale.

Des dépenses liées au système de livraison du combustible, on s'attendait à ce qu'une tranche de 44 millions de dollars n'apporte aucune valeur à l'égard des services futurs; cette tranche a été passée en charges au cours de l'exercice terminé le 31 mars 2004.

	2005	2004
Intérêts débiteurs	223 $	240 $
Moins les revenus tirés du fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et des autres placements	(21)	(31)
	202	209
Garantie/frais de gestion de la dette	21	20
Amortissement des frais reportés du service de la dette	3	7
Gains de change non réalisés	-	(1)
Gains de change réalisés	(2)	(2)
	224	233
Moins les intérêts capitalisés	(22)	(16)
Frais de financement	202 $	217 $

Les intérêts versés au cours de l'exercice étaient de 221 millions de dollars (241 millions de dollars en 2004). Les intérêts perçus sur les placements au cours de l'exercice se chiffrent à 20 millions de dollars (27 millions de dollars en 2004).

	2005	2004
Bénéfice avant paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	14 $	- $
Moins : bénéfice jusqu'au 1er octobre	(8)	
Bénéfice assujetti à des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	6	
Taux d'imposition	35,12 %	
	2	
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital fédéraux	3	
Total des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	5 $	- $

Composantes des paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices

	2005	2004
Provisions pour les paiements spéciaux exigibles tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	7 $	- $
Provisions pour les futurs paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(5)	-
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital fédéraux	3	-
	5 $	- $

Les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices sont calculés séparément pour chacune des entreprises. Au cours de la période pendant laquelle les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices étaient en vigueur, Distribution Énergie NB a subi une perte nette et a comptabilisé un montant pour les futurs paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices, réduisant ainsi l'ensemble des provisions.

La Corporation détient une action ordinaire à droit de vote de catégorie A de valeur nominale, émise au ministère de l'Énergie et en circulation.

La Corporation détient 1 006 actions ordinaires sans droit de vote de catégorie B, émises à la Corporation financière et en circulation; leur valeur attribuée se chiffre à 140 millions de dollars.

La Corporation, avec l'approbation de la Corporation financière, est autorisée à émettre un nombre illimité d'actions de catégorie A et de catégorie B sans valeur nominale.

Dividendes

Le détenteur des actions de catégorie B, la Corporation financière, a le droit de recevoir des dividendes lorsqu'ils sont déclarés par les conseils d'administration de la Corporation. Le pourcentage désigné des dividendes déclarés peut varier au gré de l'actionnaire et de la situation financière de la Corporation. Le détenteur des actions de catégorie A ne peut recevoir de dividendes tant que des actions de catégorie B demeurent en circulation.

Les dividendes sont déclarés et payés séparément par chacune des entreprises.

	2005	2004
Encaisse	3 $	4 $
Placements à court terme	1	3
Encaisse et placements à court terme	4 $	7 $

	2005			2004		
	Coût	Amortissement combiné	Valeur nette	Coût	Amortissement combiné	Valeur nette
Centrales	4 433 $	2 187 $	2 246 $	3 742 $	2 052 $	1 690 $
Réseau de transport	291	137	154	284	132	152
Postes et sous-stations	452	232	220	428	220	208
Réseau de distribution	727	314	413	709	296	413
Bâtiments et bien-fonds	59	31	28	59	30	29
Réseau de communications et systèmes informatiques	95	51	44	86	42	44
Matériel minier et actifs connexes	53	53	–	53	52	1
Véhicules	51	33	18	50	32	18
Autres actifs	13	9	4	18	14	4
Construction en cours*	146	–	146	587	–	587
Total	6 320 $	3 047 $	3 273 $	6 016 $	2 870 $	3 146 $

* Les travaux de construction en cours au 31 mars 2005 comprennent des dépenses de 90 millions de dollars (71 millions de dollars en 2004) pour le projet de remise à neuf de la centrale de Point Lepreau.

	2005	2004
Fonds de la gestion du combustible nucléaire irradié		
Les fonds en fiducie de la gestion du combustible nucléaire irradié se composent des fonds ci-dessous :		
1. La Corporation a constitué un fonds distinct du combustible nucléaire irradié détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis de la centrale de Point Lepreau établies par la Commission canadienne de sûreté nucléaire (CCSN). Les exigences en matière de financement sont réexaminées lors de chaque renouvellement de licence.	81 $	76 $
2. La Société a aussi constitué un fonds en fiducie conformément à la *Loi sur les déchets de combustible nucléaire*.		
La *Loi* oblige les grands propriétaires de combustible nucléaire irradié au Canada à constituer des fonds en fiducie pour financer la gestion à long terme du combustible nucléaire irradié. La *Loi* oblige la Corporation à verser 4 millions de dollars au mois de novembre de chaque année jusqu'à ce qu'un plan d'élimination des déchets à long terme ait été choisi. Les autres exigences en matière de financement seront fonction du plan choisi (voir la Note 3h). Les sommes détenues dans les fonds constitués afin de satisfaire aux conditions susmentionnées des permis de la centrale serviront également à satisfaire à ces exigences.	28	24
	109	100
Fonds de déclassement nucléaire		
La Corporation a constitué un fonds distinct de déclassement détenu dans un compte de dépôt afin de satisfaire aux conditions des permis de la centrale de Point Lepreau établies par la CCSN	80	76
Total des fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié	189 $	176 $

Au 31 mars 2005, les actifs et obligations découlant du régime de pension de retraite dans les services publics et du régime complémentaire de retraite de NB Coal attribuables à la quote-part de la Corporation dans ces régimes se résument comme suit :

	2005	2004
Actif de la caisse de retraite (juste valeur)	841 $	778 $
Obligation au titre des prestations constituées	987	883
Déficit du régime de retraite	(146)	(105)
Obligation transitoire non amortie	(37)	(40)
Pertes non amorties	254	212
Prestations de retraite reportées	71 $	67 $

Conformément aux règlements, les salariés ont versé une cotisation de 10 millions de dollars (10 millions de dollars en 2004) tandis que la Corporation a versé 23 millions de dollars aux régimes au cours de l'exercice (23 millions de dollars en 2004). L'excédent de l'ensemble des cotisations totales versées à ce jour au régime de retraite sur la charge de retraite, qui s'élève à 71 millions de dollars (67 millions de dollars en 2004), a été constaté au titre de frais reportés.

16. DETTE À COURT TERME

La Corporation emprunte, à des fins temporaires, des fonds auprès de la Corporation financière. Les emprunts à court terme devant être remboursés à la Corporation financière s'élevaient à 340 millions de dollars au 31 mars 2005. Pour l'exercice précédent, les emprunts à court terme chiffrés à 477 millions de dollars étaient payables à la province du Nouveau-Brunswick.

17. DETTE À LONG TERME

	2005	2004
Débentures détenues par la Corporation financière	2 815 $	- $
Débentures détenues ou garanties par la province du Nouveau-Brunswick	-	3 280
Autres	1	6
	2 816	3 286
Moins : paiements exigibles d'ici un an	(357)	(69)
Dette à long terme	2 459	3 217
Moins : fonds d'amortissement	-	(403)
Dette à long terme	2 459 $	2 814 $

Restructuration

Le 1er octobre 2004, l'ensemble des dettes de la Corporation, de même que le fonds d'amortissement, ont été transférées à la Corporation financière en échange d'un nouveau portefeuille réduit de dettes (se reporter à la Note 2).

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS COMBINÉS — SUITE

Échéances
Les dates d'échéance des débentures se situent entre 2005 et 2020. Les conditions des débentures sont telles que la Corporation doit faire un remboursement annuel du principal de 1 % du montant initial de chaque débenture à la date d'anniversaire de son échéance. Ces remboursements seront faits jusqu'à la date d'échéance effective de la débenture, à laquelle le principal restant sera remboursé.

Aucune débenture en dollars américains n'était en circulation au 31 mars 2005 (650 millions de dollars en 2004). Lors de la restructuration, toutes les débentures en dollars américains ont été transférées à la Corporation financière le 1er octobre 2004 (se reporter à la Note 2).

Taux d'intérêt
Les débentures portent intérêt à des taux fixes variant de 2,96 % à 10 %. Au 31 mars 2005, le taux d'intérêt nominal moyen pondéré de toutes les débentures en cours était de 6,71 % (6,89 % en 2004).

Garantie et frais de gestion de la dette
Avant la restructuration, la Corporation payait annuellement des frais de garantie à la province du Nouveau-Brunswick qui correspondent à 0,6489 % du total de la dette à long terme garantie par la province, des débentures détenues par la province et de la dette à court terme envers la province, déduction faite du solde détenu dans le fonds d'amortissement, établi à la date du bilan d'ouverture à la fin de l'exercice précédent. Depuis le 1er octobre 2005, la Corporation doit payer à la Corporation financière des frais de gestion de la dette équivalant à 0,6489 % du total de la dette à long terme et de la dette à court terme, dont l'évaluation a lieu à la date du bilan d'ouverture.

Remboursements de capital
Les remboursements de capital sur la dette à long terme viennent à échéance comme suit :

Exercices se terminant les	Remboursement de capital
31 mars 2006	357 $
31 mars 2007	160
31 mars 2008	403
31 mars 2009	269
31 mars 2010	393
31 mars 2011 et par la suite	1 234

11. DÉCLASSEMENT DES INSTALLATIONS ET GESTION DU COMBUSTIBLE NUCLÉAIRE IRRADIÉ

La centrale nucléaire de la Société produit du combustible nucléaire irradié sous forme de grappes nucléaires radioactives. Le combustible nucléaire irradié devra être évacué et la centrale nucléaire, démantelée et déclassée à la fin de sa durée d'utilisation.

La Société devra aussi déclasser les centrales thermiques à la fin de leur durée d'utilisation.

Le passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié s'établit comme suit :

	2005	2004
Gestion du combustible nucléaire irradié		
Solde au début	**66 $**	61 $
Plus : passifs engagés	**65**	1
Plus : charge de désactualisation	**5**	4
Solde à la fin	**136**	66
Déclassement de la centrale nucléaire		
Solde au début	**138**	129
Plus : charge de désactualisation	**9**	9
Moins : modification des flux de trésorerie, net des passifs engagés	**(72)**	-
Solde à la fin	**75**	138
Déclassement des centrales thermiques		
Solde au début	**36**	35
Plus : passifs engagés	**1**	-
Plus : charge de désactualisation	**3**	2
Moins : dépenses	**-**	(1)
Solde à la fin	**40**	36
Total du passif au titre du déclassement des installations et de la gestion du combustible nucléaire irradié	**251 $**	240 $

Passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié

Le passif au titre de la gestion du combustible nucléaire irradié représente le coût à engager pour la gestion des grappes de combustible nucléaire radioactif générées par la centrale nucléaire. Le passif est partiellement capitalisé (se reporter à la Note 13). Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 885 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée à la gestion du combustible nucléaire irradié, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2048;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,9 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel.

Passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire

Le passif au titre du déclassement de la centrale nucléaire représente les coûts à engager pour déclasser la centrale nucléaire après sa durée d'utilisation. Le passif est partiellement capitalisé (se reporter à la Note 13). Le passif repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 642 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement de la centrale nucléaire, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2076;
- le taux d'intérêt sans risque ajusté en fonction de la qualité de crédit de la Société qui a servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs est de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 5,9 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel.

Passif au titre du déclassement des centrales thermiques

Le passif au titre du déclassement des centrales thermiques représente les coûts à engager pour déclasser les centrales thermiques après leur durée d'utilisation. Le passif, qui n'est pas capitalisé, repose sur les hypothèses clés suivantes :

- le montant total non actualisé des flux de trésorerie estimatifs requis pour régler le passif est de 98 millions de dollars;
- pour s'acquitter de l'obligation liée au déclassement des centrales thermiques, des dépenses en espèces devront être engagées jusqu'en 2033;
- les taux d'intérêt sans risque ajustés en fonction de la qualité de crédit qui ont servi à actualiser les flux de trésorerie estimatifs sont de 7,1 % pour la constatation initiale du passif et de 6,3 % pour la constatation ultérieure du passif additionnel.

14. AUTRES PASSIFS REPORTÉS

	2005	2004
Programmes de retraite anticipée	57 $	30 $
Programme d'allocations de retraite	9	15
Autres avantages sociaux futurs à payer	2	1
Remise en état des terres de NB Coal	2	-
Obligation environnementale de NB Coal	9	10
	79	56
Moins : montants échéant à moins de un an	(7)	(3)
Autres passifs reportés	72 $	53 $

Obligation au titre des allocations de retraite

Le taux d'intérêt avant servi au calcul de cette obligation s'élève à 5,75 % (6,0 % en 2004), et le taux de croissance présumé des salaires est de 2,5 % (2,5 % en 2004). Les plus récents calculs actuariels datent du 1er avril 2004.

L'obligation au titre des allocations de retraite s'élevait à 26 millions de dollars au 31 mars 2005 (28 millions de dollars en 2004). La charge au titre des allocations de retraite pour l'exercice terminé le 31 mars 2005 s'établissait à 4 millions de dollars (4 millions de dollars en 2004). L'excédent du montant cumulatif passé en charges sur les montants versés en vertu du programme d'allocations de retraite est présenté à titre de passif reporté.

Obligation environnementale de NB Coal

La Corporation et sa filiale, NB Coal, ont élaboré un plan à long terme visant à traiter l'écoulement des eaux acides provenant d'une mine inactive. Le plan prévoit la construction d'une usine permanente de traitement des eaux qui servira à traiter cet emplacement aussi longtemps que ce sera nécessaire. NB Coal a constaté une obligation environnementale correspondant à la valeur nette actualisée des coûts futurs prévus.

	2005	2004
Solde au début	10 $	11 $
Plus : charge de désactualisation	1	1
Moins : dépenses	(2)	(2)
Solde à la fin	9 $	10 $

	2005	2004
Amortissement et déclassement	219 $	213 $
Amortissement des frais reportés du service de la dette	3	7
Gains de change non réalisés	-	(1)
Passif engagé au titre du combustible nucléaire irradié	1	1
Charges liées au programme de retraite moins le financement connexe	17	7
Charge de retraite moins le financement connexe	(4)	1
Paiements futurs tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	(5)	-
Radiation de coûts liés au système de manutention du combustible	-	44
Autres	5	2
Montants n'entraînant pas de sorties de fonds au cours de l'exercice	236 $	274 $

Les apparentés de la Corporation comprennent la Corporation financière et l'Exploitant du réseau.

Produits et charges

Les produits et charges liés aux apparentés suivants sont inclus dans les résultats financiers de l'exercice terminé le 31 mars 2005 :

	Corporation financière	Exploitant du réseau
Revenu lié au transport	$	41 $
Revenus divers		5
Frais de transport d'énergie		46
Intérêts débiteurs	100	
Frais de gestion de la dette	10	
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur le capital provinciaux	6	
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices*	10	

* À l'exception des paiements futurs tenant lieu de charge d'impôts.

Débiteurs et créditeurs

Les soldes à recevoir et à payer liés aux apparentés suivants existaient au 31 mars 2005 :

	Corporation financière	Exploitant du réseau
Débiteurs	4 $	10 $
Créditeurs	5	7
Intérêts courus	60	

Dividendes

Pendant l'exercice, Transport Énergie NB a déclaré des dividendes de 5 millions de dollars, payables à la Corporation financière.

Dette et garanties

Au 31 mars 2005, la Corporation avait une dette à court terme et une dette à long terme à payer à la Corporation financière (Notes 16 et 17).

La Corporation financière a également donné certaines garanties pour la Corporation à des tiers créanciers importants relativement aux ententes bancaires, aux créditeurs et aux obligations liées aux instruments financiers dérivés.

Juste valeur des instruments financiers

La juste valeur des instruments financiers a été estimée à partir du cours du marché ou à partir des évaluations fournies par des tiers à l'égard d'instruments eux-mêmes ou d'instruments semblables à la fin de l'exercice, à moins d'indication contraire.

Gestion du risque de change et du risque de taux d'intérêt

Au 31 mars 2005, la Corporation ne comptait aucun swap de devises en circulation. Dans le cadre de la restructuration, les swaps de devises ont été transférés à la Corporation financière le 1er octobre 2004 (se reporter à la Note 2).

Swaps de devises

	2005	2004
Montant de la dette libellée en dollars américains (en millions)	- $	400 $
Taux d'intérêt moyen pondéré	-	6,04 %
Taux de change moyen pondéré	-	1,5883
Juste valeur du passif (en millions)	- $	(122) $

Au 31 mars 2005, la Corporation détenait des contrats de change échéant au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Contrats de change

	2005	2004
Engagements d'achat nets en dollars américains (en millions)	265 $	106 $
Taux de change moyen pondéré	1,2738 %	1,4879 %
Juste valeur du passif (en millions)	(18) $	(18) $

Gestion du risque lié au prix des combustibles

Au 31 mars 2005, la Corporation détenait des swaps de prix du mazout lourd qui viennent à échéance au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de prix du mazout lourd

	2005	2004
Notionnel (en btu)	**5,0 millions**	3,3 millions
Moyenne pondérée du prix fixe/baril (en btu)	**27,86 $**	21,92 $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**36 $**	9 $

Au 31 mars 2005, la Corporation détenait des swaps de prix du gaz naturel qui viennent à échéance au cours des 18 prochains mois, tel qu'il est illustré dans le tableau suivant :

Swaps de prix du gaz naturel

	2005	2004
Notionnel (en barils)	**13,0 millions**	10,1 millions
Moyenne pondérée du prix fixe/btu (en dollars américains)	**7,12 $**	5,95 $
Juste valeur de l'actif (en millions)	**33 $**	14 $

En vertu de ces contrats, la Corporation convient d'échanger des paiements mensuels selon un calcul fondé sur l'écart entre un prix fixe pour une quantité de combustible donnée et le prix variable mensuel cumulatif s'appliquant à la même quantité de combustible. L'écart devant faire l'objet d'un versement ou d'un encaissement est reflété dans le coût des combustibles et de l'achat d'électricité.

Juste valeur de la dette à long terme

Dette à long terme

	2005	2004
Valeur comptable (en millions)	**2 816 $**	3 286 $
Juste valeur (en millions)	**3 126 $**	3 879 $

Juste valeur du fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié

Fonds au titre du déclassement nucléaire et de la gestion du combustible nucléaire irradié

	2005	2004
Valeur comptable (en millions)	**189 $**	176 $
Juste valeur (en millions)	**202 $**	183 $

Juste valeur des autres actifs et passifs financiers

La juste valeur des autres actifs et passifs financiers ne diffère pas de manière importante de leur valeur comptable.

Risque de crédit

Le risque de crédit découle de la possibilité qu'une contrepartie manque à ses obligations. La Corporation effectue des évaluations exhaustives des débiteurs avant d'octroyer du crédit et surveille activement la santé financière de ses débiteurs de façon régulière. Le risque de crédit maximal est réputé correspondre à la somme des débiteurs, déduction faite des provisions applicables, et du total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit, déduction faite des provisions applicables, les débiteurs se chiffrent à 217 millions de dollars (181 millions de dollars en 2004). Le total des gains non réalisés sur les autres instruments financiers exposés au risque de crédit s'élève à 69 millions de dollars (23 millions de dollars en 2004).

23 ENGAGEMENTS ET ÉVENTUALITÉS

Quai de Belledune

La Corporation a conclu un contrat de location-exploitation visant les installations portuaires à Belledune. Le contrat, qui prendra fin en 2013, prévoit une option de renouvellement de 20 ans et des charges annuelles d'environ 5 millions de dollars.

Centrale de Courtenay Bay

La Corporation a conclu un contrat de location des installations qui échoit en 2021 et est assorti d'une option de prorogation de cinq ans. Le locataire a réequipé une tranche existante de 100 MW pour la transformer en une tranche au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW, dont l'exploitation commerciale a débuté en septembre 2001.

La Corporation a également conclu un contrat d'achat d'électricité et d'accès au transport d'énergie connexe qui prend fin en 2021 et est assorti d'une option de prorogation de cinq ans avec le même tiers. La Corporation achètera toute l'énergie électrique produite par la tranche au gaz naturel à cycle combiné de 280 MW au cours de la période hivernale, du 1er novembre au 31 mars et, à l'occasion, une partie ou la totalité de l'énergie électrique produite au cours de la période estivale.

La Corporation a également conclu un contrat échéant en 2015 portant sur le transport garanti du gaz naturel vers la centrale réequipée de Courtenay Bay. Le coût du transport sera recouvré auprès du locataire de la centrale dont le nom figure dans le contrat de location.

NOTES COMPLÉMENTAIRES AUX ÉTATS FINANCIERS COMBINÉS — SUITE

Contrats d'achat d'électricité

La Corporation a conclu un contrat d'achat d'électricité de 20 ans qui lui permet d'acheter toute la capacité et l'énergie électrique produites par une installation de cogénération de 90 MW dont la production a débuté en décembre 2004. La Corporation a un contrat d'achat d'électricité en cours portant sur une capacité et une énergie de 38,5 MW provenant d'une installation de cogénération qui échoit en 2027.

La Corporation s'est engagée par contrat à acheter toute l'énergie électrique produite par un parc d'éoliennes construit par une tierce partie. Les installations entreront en fonction le 31 mars 2006 ou avant. Le contrat est d'une durée de 20 ans et prévoit environ 20 MW par année.

Approvisionnement en Orimulsion^MD

La Corporation a un contrat avec Bitor America Corporation portant sur l'achat d'Orimulsion^MD pour la centrale de Dalhousie qui vient à échéance en 2014. Aussi, la Corporation a conclu un contrat d'une durée de 20 ans, débutant à la date de la première livraison, avec Bitumenes Orinoco, S.A. (Bitor S.A.), une filiale en propriété exclusive de Petroleos de Venezuela, S.A. (PDVSA), portant sur l'achat d'Orimulsion^MD pour la centrale de Coleson Cove. Bitor S.A. n'a pas livré d'Orimulsion^MD à la centrale de Coleson Cove, violant les conditions du contrat. En février 2004, la Corporation a intenté une poursuite contre Bitor S.A. et PDVSA pour rupture de contrat. Des discussions sont en cours entre les parties.

Ligne de transport

La Corporation construit une ligne de transport de 345 kV entre le Nouveau-Brunswick et le Maine (États-Unis). Le coût total du projet pour la Corporation est estimé à 50 millions de dollars. Afin d'assurer la viabilité financière du projet, les lettres d'engagement, soumises à l'approbation des autorités de réglementation, ont été signées avec des fournisseurs d'électricité des Maritimes et du Nord du Maine, y compris la Corporation. Chacune des parties s'est engagée à l'équivalent de réservations fixes à long terme d'une durée de 25 ans, sujettes à l'approbation des instances de réglementation.

Réservations concernant le transport d'énergie

Aux fins de la livraison d'électricité aux marchés à l'extérieur de la province, la Corporation a conclu certaines ententes de réservations à long terme concernant le transport d'énergie auprès de l'Exploitant du réseau.

20. INFORMATION SECTORIELLE

La Corporation est structurée et exploitée en vertu de cinq unités d'exploitation isolables. Le 1er octobre 2004, par suite de la restructuration d'Énergie NB, chacune des unités d'exploitation est devenue une société (se reporter à la Note 1). Comme ces unités ont été actives pendant la totalité de l'exercice, les résultats présentés sont représentatifs de leurs activités pour un exercice complet. Ces résultats différeront des états financiers individuels, qui présentent uniquement les résultats de l'unité depuis le 1er octobre 2004, date du début des activités de la société.

Production Énergie NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien des centrales alimentées au mazout, au charbon, à l'Orimulsion^MD et au diesel, ainsi que des centrales hydroélectriques, de la Corporation.

Énergie nucléaire NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien de la centrale de Point Lepreau.

Transport Énergie NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien du réseau de transport de la Corporation.

Distribution Énergie NB

Responsable de l'exploitation et de l'entretien du système de distribution de la Corporation. Distribution Énergie NB a été désignée comme principal fournisseur de services pour la Province du Nouveau-Brunswick et doit fournir des services communs aux clients résidentiels, commerciaux, de l'usage en gros et industriels à l'échelle de la province.

Holding Énergie NB

Fournit des services communs et généraux aux autres unités d'exploitation de la Corporation.

Aperçu des données financières

	Production Énergie NB	Énergie nucléaire NB	Transport Énergie NB	Distribution Énergie NB	Holding Énergie NB	Éliminations	Total
Ventes d'électricité							
Dans la province	- $	- $	- $	1 049 $	- $	- $	1 049 $
À l'extérieur	239	12	-	-	-	-	251
Intersociétés	607	213	-	4	-	(824)	-
Autres	22	1	6	33	-	-	62
Transport	-	-	88	-	-	(47)	41
Autres – intersociétés	1	-	8	7	139	(155)	-
Total des produits	869 $	226 $	102 $	1 093 $	139 $	(1 026) $	1 403 $
Combustible et achat d'électricité	488	12	-	820	-	(823)	497
Transport	33	2	3	55	-	(47)	46
Exploitation, entretien et administration	111	135	44	119	55	(80)	384
Amortissement et déclassement	84	73	18	41	3	-	219
Impôts, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	15	6	8	12	-	-	41
Frais de financement	83	11	14	34	128	(68)	202
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	27	(3)	6	5	(30)	-	5
Total des charges	841	236	93	1 086	156	(1 018)	1 394
Bénéfice net (perte nette) pour l'exercice	28 $	(10) $	9 $	7 $	(17) $	(8) $	9 $
Total de l'actif	2 196 $	637 $	369 $	759 $	363 $	(450) $	3 874 $
Dépenses en immobilisations	238 $	30 $	28 $	39 $	- $	- $	335 $

Le 4 août 2005, la Corporation financière a donné son accord pour que la Corporation remette à neuf la centrale de Point Lepreau. Le coût prévu des travaux projetés se chiffre à environ 1 milliard de dollars et prolongera la vie utile de la centrale jusqu'en 2034. Le service sera interrompu pour les travaux de remise à neuf à partir du printemps 2008 et devrait reprendre d'ici l'automne 2009.

Certains chiffres de l'exercice 2004 ont été reclassés pour que leur présentation soit conforme à celle adoptée pour l'exercice 2005.

APERÇU STATISTIQUE

Bilan de la production en millions de kWh

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Hydroélectrique	**2 829**	3 191	2 057	1 910	2 373
Thermique	**11 096**	10 838	11 510	12 206	12 507
Nucléaire	**4 572**	5 120	4 284	4 938	3 899
Turbines à combustion	**17**	50	57	13	39
Achats	**1 848**	1 371	1 752	1 945	2 092
Production brute et achats	**20 362**	20 570	19 660	21 012	20 910
Service de la tranche	**1 006**	1 012	1 044	1 121	1 086
Production nette et achats	**19 356**	19 558	18 616	19 891	19 824
Pertes – transformation et transport	**602**	614	648	498	603
Énergie totale disponible pour la distribution	**18 754**	18 944	17 968	19 393	19 221

Bilan des ventes en millions de kWh

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Ventes en gros	**1 222**	1 227	1 218	1 132	1 171
Usage industriel	**6 039**	6 170	6 156	6 007	6 068
Usage général	**2 280**	2 257	2 218	2 119	2 111
Usage résidentiel	**4 990**	4 920	4 874	4 463	4 587
Éclairage public	**75**	74	74	74	74
Ventes totales dans la province	**14 606**	14 648	14 540	13 795	14 011
Interconnexions	**3 813**	3 922	3 069	5 264	4 878
Ventes totales	**18 419**	18 570	17 609	19 059	18 889
Pertes de distribution	**335**	374	359	334	332
Distribution et vente totale d'énergie	**18 754**	18 944	17 968	19 393	19 221

Bilan des recettes en millions

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Ventes en gros	**81 $**	80 $	77 $	70 $	73 $
Usage industriel	**319**	306	316	294	298
Usage général	**203**	196	190	180	178
Usage résidentiel	**427**	409	393	358	364
Éclairage public	**19**	18	17	17	18
Ventes totales dans la province	**1 049**	1 009	993	919	931
Interconnexions	**251**	246	227	359	332
Ventes totales	**1 300**	1 255	1 220	1 278	1 263
Divers	**62**	56	53	41	46
Produits de transport	**41**	–	–	–	–
Revenu total	**1 403 $**	1 311 $	1 273 $	1 319 $	1 309 $

Bilan de la production provinciale en millions de kWh

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Hydroélectrique	**2 713**	3 173	2 039	1 891	2 352
Charbon et coke de pétrole	**3 392**	3 388	3 677	3 290	3 547
Mazout lourd	**2 029**	2 150	3 196	2 330	2 892
Orimulsion™	**1 643**	1 315	1 454	1 478	1 622
Nucléaire	**4 031**	4 345	3 784	4 308	3 298
Turbines à combustion	**3**	17	18	(1)	7
Achats	**1 638**	1 249	1 379	1 331	1 226
Production nette et achats	**15 449**	15 637	15 547	14 627	14 944
Pertes – transformation et transport	**602**	614	648[1]	498	603
Énergie totale disponible pour la distribution	**14 847**	15 023	14 899	14 129	14 341

1 Comprend un redressement de 90 GWh [illegible]

Demande et capacité de production de pointe MW

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Capacité de production nette du parc	**3 948**	3 770	3 770	3 769	3 774
Achats de puissance garantie	**402**	506	505	499	347
Ressources totales disponibles	**4 350**	4 276	4 275	4 268	4 121
Demande de pointe provinciale nette	**3 146**	3 340	3 089	2 768	2 893
Exportations garanties	**399**	366	590	863	464
Réserve d'exploitation	**662**	657	665	668	668
Total de la demande garantie	**4 207**	4 363	4 344	4 299	4 025

Statistiques d'exploitation au 31 mars

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Lignes de transport (en km)	**6 708**	6 689	6 696	6 665	6 706
Lignes de distribution (en km)	**19 982**	19 803	19 704	19 571	19 008
Nombre de clients résidentiels	**296 879**	293 545	290 310	286 464	283 743
Nombre de clients industriels	**1 822**	1 810	1 842	1 854	1 851
Nombre de clients – usage général	**24 179**	24 024	23 963	23 635	23 535
Nombre de clients – à consommation non mesurée	**2 378**	2 404	2 620	2 710	2 901
Clients directs	**325 258**	321 783	318 735	314 663	312 030
Clients indirects	**41 672**	41 656	41 502	41 777	41 694
Total des clients	**366 930**	363 439	360 237	356 440	353 724
Emplois permanents	**2 495**	2 525	2 545	2 489	2 428
Emplois temporaires	**125**	121	141	131	77
Nombre d'employés – NB Coal Limited	**70**	70	76	76	101
Total des employés	**2 690**	2 716	2 762	2 696	2 606

APERÇU STATISTIQUE — SUITE

Résumé de l'état des résultats en millions de dollars

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Produits à l'intérieur de la province	1 049 $	1 009 $	993 $	919 $	931 $
Produits à l'extérieur de la province	251	246	227	359	332
Autres	62	56	53	41	46
Produits de transport	41	–	–	–	–
Total du combustible et des achats d'électricité	497	467	528	492	504
Dépenses de transport	46	–	–	–	–
Exploitation, entretien et administration	384	355	334	309	282
Amortissement et déclassement	219	213	216	213	218
Impôts, autres que les paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	41	33	30	30	30
Radiation des coûts liés au système de manutention du combustible	–	44	–	–	–
Frais de financement	202	217	242	256	355
Paiements spéciaux tenant lieu d'impôts sur les bénéfices	5	–	–	–	–
Bénéfice net (perte nette)	9 $	(18) $	(77) $	19 $	(80) $

Données tirées du bilan au 31 mars – en millions

Actif	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Actif à court terme	330 $	287 $	355 $	293 $	313 $
Biens-fonds, installations et équipement	3 273	3 146	2 882	2 860	2 928
Actif à long terme	195	176	20	–	–
Autres éléments d'actif	76	120	130	103	79
Actif total	3 874 $	3 729 $	3 387 $	3 256 $	3 320 $
Passif et déficit					
Passif courant	956 $	817 $	682 $	941 $	584 $
Dette à long terme	2 459	2 814	2 612	2 171	2 624
Passif reporté	323	293	270	244	231
Capitaux propres	136	(195)	(177)	(100)	(119)
Total du passif et déficit	3 874 $	3 729 $	3 387 $	3 256 $	3 320 $

Résumé de l'encaisse en millions

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Encaisse d'exploitation	245 $	256 $	139 $	234 $	214 $
Changement à l'encaisse	(51)	29	14	(35)	16
Paiements – fonds en fiducie nucléaire	(13)	(156)	(20)	–	–
Autre	(1)	(8)	(7)	–	–
Activités d'exploitation	180	121	126	199	230
Activités de financement	158	321	131	(104)	(91)
Activités de placement	(341)	(497)	(212)	(135)	(116)
Entrées (sorties) de fonds nettes	(3)	(55)	45	(40)	23
Encaisse et placements à court terme					
Début de l'exercice	7	62	17	57	34
Fin de l'exercice	4 $	7 $	62 $	17 $	57 $

Frais de financement en millions

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Frais d'intérêt	**223 $**	240 $	256 $	265 $	282 $
Revenus des fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et autres	**(21)**	(31)	(27)	(24)	(25)
Frais de gestion de la dette/de garantie	**21**	20	19	19	19
Amortissement des frais reportés liés à la dette	**3**	7	6	4	4
(Gain) ou perte sur change	**(2)**	(3)	(2)	(3)	79
Intérêts capitalisés	**(22)**	(16)	(10)	(5)	(4)
Frais de financement nets	**202 $**	217 $	242 $	256 $	355 $

Ratios financiers

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Marge d'exploitation[1]	**13,9 %**	13,9 %	11,6 %	19,4 %	19,6 %
Encaisse d'exploitation / dépenses en capital[2]	**0,72**	0,52	0,66	1,73	1,84
Encaisse d'exploitation / dette totale	**0,08**	0,08	0,05	0,08	0,07
Dette / capital[3]	**96 %**	106 %	106 %	104 %	104 %
Ratio de couverture de l'intérêt[4]	**0,97**	0,88	0,68	1,06	1,00

1 Marge d'exploitation = (bénéfice net avant les frais financiers, frais de garantie ou de gestion de la dette) / bénéfice total

2 Les dépenses en capital ne tiennent pas compte des produits de l'élimination et des contributions des clients

3 Ratio d'endettement = (dette) / (dette + capitaux propres), ou la dette = dette à long terme + dette à court terme

4 Ratio de couverture de l'intérêt = (bénéfice net avant les frais financiers + bénéfice provenant du fonds d'amortissement, des fonds en fiducie et d'autres placements - frais de garantie ou de gestion de la dette) / (frais d'intérêt)

Autres statistiques

	2004-05	2003-04	2002-03	2001-02	2000-01
Augmentation tarifaire[1]	**2,5 %**	2,6 %	2,1 %	-	3,0 %
IPC (Nouveau-Brunswick)	**1,5 %**	3,4 %	3,4 %	1,7 %	3,3 %
Augmentations du PIB (Nouveau-Brunswick)	**2,5 %**	2,5 %	4,8 %	1,3 %	3,1 %
Dépenses d'investissement (en millions)[2]	**341 $**	497 $	212 $	135 $	116 $
Modifications de la dette totale (en millions)	**(204) $**	321 $	149 $	(81) $	- $
Répartition en pourcentage de la dette à long terme :					
Dollar canadien	**100 %**	71 %	68 %	68 %	67 %
Dollar américain[3]	**0 %**	29 %	32 %	32 %	33 %
Moyenne pondérée des taux d'intérêt	**6,7 %**	6,9 %	7,2 %	8,1 %	8,4 %
Dollar canadien – au 31 mars	**0,827 $**	0,763 $	0,681 $	0,628 $	0,634 $

1 Augmentation des tarifs du 1er avril 2004 ne comprend pas l'augmentation de 3,0 % du 31 mars 2005; l'augmentation des tarifs en 2000-2001 ne touchait que les clients résidentiels

2 Les dépenses en immobilisations sont nettes des produits de l'élimination et des contributions des clients

3 Avec la dette libellée en devises US a été transférée à la Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick au 1er octobre 2004

GOUVERNANCE

Depuis la restructuration, les entreprises du groupe d'Énergie NB partagent le même président, le même PDG et les mêmes administrateurs. Les conseils dirigent les affaires de chacune des entreprises conformément à la *Loi sur les corporations commerciales* et à la *Loi sur l'électricité*.

Le groupe d'Énergie NB a un comité de vérification conjoint pour la corporation de portefeuille et toutes les entreprises d'exploitation. Chaque corporation a son propre comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures, ainsi que son propre comité environnemental. De plus, la Corporation d'énergie nucléaire NB s'est dotée d'un comité de surveillance nucléaire.

Comité de vérification

Le comité de vérification a le mandat d'aider les conseils d'administration à s'acquitter de leurs responsabilités en matière de rapports financiers, de contrôle interne et de gestion des risques. Le comité interagit directement avec les vérificateurs internes et externes.

Comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures

Le comité de ressources humaines, de la gouvernance et de candidatures a trois mandats :

1. ***Ressources humaines***

   La raison d'être du comité dans ce rôle est d'aider les conseils à établir et à maintenir des politiques appropriées qui les guident et ce qui concerne les résultats voulus en matière de la gestion et du traitement des ressources humaines.

2. ***Gouvernance***

   La raison d'être du comité dans ce rôle est d'aider les conseils à établir et à maintenir un système de gouvernance efficace.

3. ***Candidatures***

   Dans ce rôle, le comité aide les conseils à maintenir un plein effectif d'administrateurs ayant les caractéristiques personnelles, l'expérience et un ensemble de compétences appropriés qui assurent une combinaison de compétences aux conseils et favorisent la diversité des opinions et une gouvernance efficace des entreprises.

Comité environnemental

La raison d'être du comité environnemental est d'aider le conseil à établir et à maintenir des politiques appropriées pour guider les entreprises en ce qui concerne les résultats escomptés dans la poursuite ou le dépassement de leurs obligations environnementales.

Comité de surveillance nucléaire

Le comité de surveillance nucléaire, qui relève du conseil d'administration de la Corporation d'Énergie nucléaire NB, est chargé de surveiller le rendement de la production nucléaire de la Société, en particulier en ce qui concerne les questions de sécurité et d'exploitation, la surveillance de tout processus de remise à neuf et le risque nucléaire.

PRATIQUES DE GOUVERNANCE

Les nouveaux conseils d'administration continuent à faire évoluer le processus de gouvernance en s'efforçant d'améliorer encore davantage les pratiques de gouvernance. Il s'agit notamment de tenter d'adopter des pratiques exemplaires pour la prise de décisions. Les conseils ont adopté un nouveau modèle de gouvernance fondé sur des politiques et comprenant des politiques sur les processus des conseils, les liens entre le PDG et les conseils, les limites imposées aux dirigeants et les résultats escomptés. Un manuel de gouvernance a été rédigé; ce manuel contient le processus et la structure suivis pour diriger et gérer les affaires du groupe d'entreprises Énergie NB dans le but d'améliorer la valeur pour l'actionnaire.

Depuis 2004, les corporations s'efforcent d'aligner leurs pratiques sur les pratiques exemplaires de l'industrie et de positionner les conseils de façon à ce qu'ils suivent les lignes directrices établies par la Bourse de Toronto (TSX). Ces lignes directrices abordent des domaines clés des pratiques efficaces des entreprises, y compris la détermination des responsabilités de gérance des sociétés et une communication claire des rôles et des responsabilités entre les conseils et la direction.

LIGNES DIRECTRICES DE LA BOURSE DE TORONTO (TSX)

Lignes directrices de la TSX en matière de gouvernance	Groupe d'Énergie NB	Conforme aux lignes directrices de la TSX?
1. Le conseil d'administration devrait assumer explicitement la responsabilité de gérance de la société et, en particulier :		
(a) L'adoption d'un processus de planification stratégique.	La description de poste des conseils, telle qu'elle est décrite dans le manuel de gouvernance, établit la responsabilité d'approuver tous les plans stratégiques et plans d'entreprise, ainsi que les budgets d'exploitation et les budgets d'immobilisations.	Oui
(b) L'identification des principaux risques associés aux activités de la société et la prise de mesures assurant la mise en œuvre de systèmes appropriés permettant la gestion de ces risques.	Le comité de vérification supervise le processus de gestion des risques de l'entreprise. Les vérificateurs supervisent la mise en œuvre et l'efficacité des programmes et des systèmes de gestion des risques.	Oui
(c) La planification de la relève, y compris la nomination, la formation et la supervision des hauts dirigeants.	Le comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures surveille les tendances en matière de ressources humaines, aide les conseils à élaborer une politique qui guidera le PDG dans ses efforts pour attirer, rémunérer et retenir des agents et des employés qualifiés, et coordonne l'évaluation annuelle du PDG.	Oui
(d) Une politique de communication de la société.	Des politiques de communication ont été mises en œuvre. Les conseils s'efforcent de communiquer de manière ouverte et transparente par l'entremise du PDG et du président du conseil de façon à tenir informés l'actionnaire, les représentants de l'actionnaire, les organismes de réglementation, les intervenants et le public. Les Corporations tiennent aux valeurs que sont la communication ouverte et la transparence dans ses communications avec l'actionnaire, les employés, les intervenants et le public.	Oui
(e) L'intégrité des systèmes de contrôle interne et d'information de gestion de la société.	Le comité de vérification est chargé de la surveillance des rapports financiers, des contrôles internes et de la gestion des risques. Le comité examine régulièrement l'intégrité des systèmes d'information financière et de rapports sur la gestion des risques. Pour s'acquitter de cette responsabilité, le comité interagit avec les vérificateurs internes et externes.	Oui

EN MATIÈRE DE GOUVERNANCE

Lignes directrices de la TSX en matière de gouvernance	Groupe d'Énergie NB	Conforme aux lignes directrices de la TSX?
2. a) Le conseil devrait être composé en majorité de personnes qui sont des administrateurs « non reliés ». L'administrateur non relié est un administrateur indépendant de la direction et n'ayant aucun intérêt ni aucune relation, y compris des relations d'affaires, mais à l'exclusion d'intérêts ou de relations découlant simplement de son actionnariat, qui soit susceptible de nuire d'une façon importante à la capacité d'agir au mieux de la société, ou qui soit raisonnablement susceptible d'être perçu comme ayant cet effet.	Onze des 12 administrateurs des conseils sont des administrateurs externes non reliés à la direction. Le PDG est le seul administrateur interne.	Oui
b) Le conseil devrait, le cas échéant, divulguer si la société a un « actionnaire important » et comment le conseil tient compte des intérêts des actionnaires autres que l'actionnaire important.	Toutes les entreprises du groupe d'entreprises Énergie NB sont des sociétés de la Couronne.	s/o
3. Le conseil devrait divulguer s'il compte une majorité d'administrateurs non reliés ainsi que l'analyse ayant mené à une telle conclusion.	Onze des 12 administrateurs des conseils sont des administrateurs externes non reliés à la direction. Aucun des administrateurs non reliés n'a été rémunéré par les Corporations, outre les honoraires et les indemnités versés aux administrateurs et aux membres des comités, et aucun n'a conclu de contrats importants pour la prestation d'autres services avec aucune des corporations du groupe d'Énergie NB.	Oui
4. Le conseil devrait nommer un comité d'administrateurs, composé exclusivement d'administrateurs externes, c.-à-d. d'administrateurs qui ne sont pas membres de la direction, et en majorité d'administrateurs non reliés, et charger ce comité de proposer au conseil de nouveaux candidats aux postes d'administrateur ainsi que d'évaluer les administrateurs régulièrement.	La responsabilité de proposer de nouveaux candidats aux conseils et d'évaluer l'efficacité des conseils est confiée au comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures. Tous les membres du comité sont des administrateurs externes, à l'exception du PDG. Le comité évalue les candidats potentiels en rapport avec les critères établis pour les administrateurs et formule des recommandations aux conseils.	Oui

LIGNES DIRECTRICES DE LA BOURSE DE TORONTO (TSX)

Lignes directrices de la TSX en matière de gouvernance	Groupe d'Énergie NB	Conforme aux lignes directrices de la TSX?
5. Le conseil devrait mettre en œuvre une marche à suivre aux fins de l'évaluation de l'efficacité du conseil dans son ensemble, des comités du conseil et de l'apport des différents administrateurs.	Le comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures est chargé de s'assurer de l'efficacité des processus décisionnels des conseils. Le comité coordonne un examen de l'efficacité des conseils et de chaque administrateur. Le processus est facilité par le président du comité, qui résume les résultats de l'évaluation et fait rapport des résultats aux conseils respectifs.	Oui
6. Le conseil devrait fournir un programme d'orientation et de formation à l'intention des nouveaux membres du conseil.	Les Corporations ont un programme d'orientation pour les nouveaux administrateurs et, à la discrétion des administrateurs, offre une formation et de possibilités de perfectionnement aux administrateurs. Les nouveaux membres du conseil reçoivent de la documentation et des présentations en matière d'orientation au niveau du conseil et au niveau des comités.	Oui
7. Le conseil devrait examiner sa taille dans le but de favoriser une prise de décisions plus efficace.	Le comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures des conseils est chargé de l'évaluation de l'efficacité des différents comités et des conseils afin de veiller à ce que des processus décisionnels efficaces soient en place.	Oui
8. Le conseil devrait revoir le montant de la rémunération et le mode de rémunération des administrateurs afin de s'assurer que celle-ci reflète d'une manière réaliste les responsabilités et le risque associés au fait d'être un administrateur efficace.	Conformément à l'entente de l'actionnaire, la rémunération des administrateurs est soumise au consentement du Conseil exécutif du Nouveau-Brunswick.	S/O
9. Les comités du conseil devraient généralement être composés d'administrateurs externes (c.-à-d. qui ne sont pas membres de la direction), qui sont en majorité des administrateurs non reliés.	Tous les comités du conseil sont composés d'administrateurs externes qui ne sont pas reliés à la direction de la Société. La seule exception est le PDG, qui siège à tous les comités.	Oui
10. Le conseil devrait nommer un comité pour assumer la responsabilité de mettre au point la démarche devant être suivie par la société en ce qui concerne les questions de gouvernance et les présentes lignes directrices.	Le comité de ressources humaines, de gouvernance et de candidatures est chargé de mettre au point la démarche des Corporations pour les questions de gouvernance et d'examiner l'efficacité des lignes directrices et des processus.	Oui

EN MATIÈRE DE GOUVERNANCE

Lignes directrices de la TSX en matière de gouvernance	Groupe d'Énergie NB	Conforme aux lignes directrices de la TSX?
11. a) Le conseil d'administration devrait élaborer des descriptions de fonctions relativement aux membres du conseil et au chef de la direction, et y définir les limites des responsabilités de la direction.	Les conseils d'administration ont défini le rôle du conseil. Le PDG est régi par la politique relative aux limites imposées aux dirigeants. La politique relative aux limites imposées aux dirigeants définit clairement l'autorité hiérarchique dans les limites desquelles le PDG doit fonctionner.	Oui
b) Le conseil devrait déterminer les objectifs généraux de la société que le chef de la direction doit atteindre.	Les conseils ont en place un processus d'évaluation officiel pour le PDG, selon lequel le PDG fait rapport en regard des résultats attendus du PDG, définis dans des politiques axées sur les objectifs finaux, et de l'exploitation organisationnelle dans le cadre des limites établies dans les politiques relatives aux limites imposées aux dirigeants.	Oui
12. Le conseil devrait veiller à ce que des structures et des méthodes appropriées assurant l'indépendance du conseil par rapport à la direction soient en place.	L'indépendance des conseils est assurée grâce à la coordination des affaires des conseils par son président, qui est un administrateur externe et non relié. À chaque réunion des conseils a lieu une séance à huis clos de laquelle tout le personnel est exclu, y compris le PDG.	Oui
13. Le comité de vérification du conseil devrait être composé uniquement d'administrateurs externes, et le rôle et les responsabilités de ce comité devraient être définis avec précision.	Le comité de vérification des conseils est composé d'administrateurs externes qui ne sont pas reliés aux Corporations, à l'exception du PDG. Le mandat du comité établit avec précision ses rôles et ses responsabilités.	Oui
14. Le conseil devrait mettre en œuvre un système permettant à un administrateur donné d'engager un conseiller externe aux frais de la société lorsque les circonstances le justifient.	En vertu de la politique des conseils concernant la gouvernance, les administrateurs individuels, et les comités des conseils, ont le droit d'engager un expert externe qui les conseillera sur des sujets importants, aux frais de la Corporation, moyennant un préavis aux conseils.	Oui

CONSEIL D'ADMINISTRATION (au 31 mars 2005)

Derek H. Burney, O.C. N R V
Président

M. Burney est l'ancien PDG de CAE Inc. Il a aussi été PDG de Bell Canada International Inc., ambassadeur du Canada aux États-Unis et chef du cabinet du premier ministre.

Lise Bastarache E

Mme Bastarache est ancienne VP régionale de RBC Groupe financier. Elle est administratrice du Groupe Jean Coutu (PJC) Inc. et de l'Université de Moncton. Elle est aussi administratrice de la Société d'hypothèques de la Banque royale et membre du comité de patronage de la campagne de levée de fonds de la Fondation Portage.

Norm Betts V

M. Betts est professeur adjoint dans la faculté d'administration de l'Université du Nouveau-Brunswick. Il est administrateur et président du comité de vérification de Minacs Worldwide Inc. et de Slam Exploration Ltd. Il est coprésident du conseil du régime de pensions du personnel enseignant d'UNB et administrateur de la région de l'Atlantique de la Société canadienne pour la conservation de la nature.

Graham Brown N (prés.)

M. Brown est PDG de Carillion Canada Inc. Il a déjà été DE d'Ontario Power Generation, membre du conseil de National Power au R.-U., ainsi que DE et PDG intérimaire de la même entreprise. Il a détenu de postes de gestion dans plusieurs entreprises pétrolières et il a été un des conseillers principaux de la première ministre Margaret Thatcher.

Lino Celeste V (prés.)

M. Celeste est l'ancien PDG de NBTel et président du conseil d'administration d'Aliant Inc. Il a aussi été président du Saint John Board of Trade. Il est membre du conseil d'administration de la Financière Manuvie et président de la Saint John Foundation.

Bernard Cyr E (prés.)

M. Cyr est propriétaire de Cyr Holdings et propriétaire et franchiseur du groupe Doody. M. Cyr est administrateur de la Banque Nationale du Canada et de la Fondation de l'Hôpital Docteur Georges-L. Dumont.

Eloi Duguay R

M. Duguay est président de Pattison Sign Group, co-propriétaire et ancien président d'Imperial Signs d'Edmundston et ancien administrateur de la ville d'Edmundston. M. Duguay a été membre de nombreux regroupements d'ingénieurs. Il a été président du Conseil économique du Nouveau Brunswick et président de l'Association des ingénieurs du Nouveau-Brunswick.

Leon Furlong H (prés.)

M. Furlong est l'ancien PDG de Service Croix Bleue de l'Atlantique. Il siège également au conseil d'administration de plusieurs entreprises, dont la Compagnie d'Assurance Vie Croix Bleue du Canada et Resargo Inc.

David D. Hay, PDG E N R V d'office

M. Hay est PDG du groupe d'Énergie NB. Il a été directeur général de Delgatie Inc., vice-président principal et directeur à Merrill Lynch Canada inc. et directeur général à la Division des services bancaires d'investissement de la même firme à Londres.

Susan Hicks V

Mme Hicks est PDG de Technology Venture Corporation. Elle a déjà été vice-présidente, Finances de Spielo, ainsi que DF et responsable de la conformité aux règlements de la même entreprise.

Shirley Mears R

Mme Mears est vice-présidente principale et DF de la Société de portefeuille Hydro Ottawa inc. Elle a déjà été vice-président et trésorière de Zarlink Semiconductor Inc. et de Mitel Corporation, ainsi que vice-présidente de la fiscalité des entreprises à Ressources humaines Canada.

Jean-Marc Violette N

M. Violette est un agriculteur et un gestionnaire de fonds boisés. Il a été actif dans le secteur agricole et a siégé au Bureau d'examen de l'endettement agricole et à l'Office de prêts au développement agricole.

PDG président-directeur général
DE directeur de l'exploitation
DF directeur des finances
VP vice-président

Comités : **E** Investissement
N Surveillance nucléaire
R Ressources humaines et gouvernance d'entreprise
V Vérification
(prés.) signale président du comité

NOTES : Philippe DesRosiers et Dominic Sonier étaient des administrateurs jusqu'à octobre 2004.

Le 17 août 2005, Mme Mears est devenue membre du comité de vérification, Mme Hicks du comité environnemental.

Avant cette date, Mme Mears était membre du comité de ressources humaines et Mme Hicks était membre du comité de vérification.

HAUTE DIRECTION (au 31 mars 2005)

David D. Hay
Président-directeur général, Groupe d'Énergie NB
M. Hay est devenu PDG en mar 2004. Il avait été directeur général de Delgatie Inc. pendant huit ans. Il a aussi été vice-président principal et directeur de Merrill Lynch Canada Inc., ainsi que directeur général de leur division de banques d'investissement à Londres.

Darrell Bishop
Vice-président, Corporation de production Énergie NB
M. Bishop était directeur, Commercialisation de l'énergie et Combustibles quand il a été nommé au poste de vice-président en avril 2004. Il est entré à Énergie NB en 1971 à titre d'ingénieur, Commandes. Il a occupé une série de postes à des niveaux de responsabilité croissants dans les secteurs de l'exploitation des réseaux, de l'élaboration des contrats, de la planification, de l'ingénierie et du service à la clientèle.

Rod White
Vice-président, Corporation d'énergie nucléaire NB
M. White est entré à Énergie NB en 1967. Il a occupé une série de postes à des niveaux de responsabilité croissants, par exemple, à titre de chef des centrales de Coleson Cove et de Belledune et de directeur général, Production. Il est devenu vice-président, Nucléaire en 1997.

Wayne Snowdon
Vice-président, Corporation de transport Énergie NB
M. Snowdon a été nommé vice-président, Transport en 2004. Avant cette date, il était directeur général, Transport. Il a été directeur du Centre de conduite du réseau et il a travaillé de près avec les conseils de coordination et de fiabilité des entreprises d'électricité en Amérique du Nord.

Gaëtan Thomas
Vice-président, Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB
M. Thomas a été nommé au poste de vice-président en février 2005. Au cours d'une carrière de 22 ans au sein d'Énergie NB, il a occupé des postes d'importance croissante, et il a dirigé le projet de remise à neuf de Coleson Cove.

Andrew Cormier
Vice-président, Services partagés – Corporation de portefeuille Énergie NB et Président, NB Coal
M. Cormier est vice-président, Services partagés depuis 2003. Il est entré à Énergie NB en 1987 à titre de président-directeur général de NB Coal quand l'entreprise minière est devenue une filiale d'Énergie NB. En 1996, il a été nommé au poste de vice-président, Amélioration du rendement d'Énergie NB.

Sharon MacFarlane
Vice-présidente, Finances – Groupe d'Énergie NB
Mme MacFarlane est vice-présidente, Finances et directrice des finances depuis 2003. Elle est entrée à Énergie NB en 1997 à titre de directrice générale, Finances, et est devenue vice-présidente, Finances et Systèmes informatiques l'année suivante. Avant 1997, elle était vice-présidente, Finances et Administration à la Mount Allison University.

Rock Marois
Vice-président, Planification stratégique d'entreprise – Corporation de portefeuille Énergie NB
Avant son entrée à Énergie NB en septembre 2004, M. Marois était directeur général de Gaz Enbridge Nouveau-Brunswick.

Paul Thériault
Vice-président, Ressources humaines – Groupe d'Énergie NB
M. Thériault est devenu vice-président en 1992 après une carrière de haut cadre au sein des services de ressources humaines au ministère des Transports provincial.

Brian Duplessis
Directeur, Communication d'entreprise – Corporation de portefeuille Énergie NB
M. Duplessis est entré à Énergie NB en février 2005 à titre de directeur, Communication d'entreprise, après avoir occupé des postes de cadre d'importance croissante au sein du Groupe Michelin au Canada, aux États-Unis, en Asie et en Europe.

Wanda Harrison
Secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques – Groupe d'Énergie NB
Mme Harrison est secrétaire d'entreprise et chef, Services juridiques depuis 2002. Elle est entrée à Énergie NB en 1989 à titre d'avocate et de coordinatrice, Affaires réglementaires. Elle a aussi été avocate principale. En 2000, elle a été nommée au poste de chef, Services juridiques adjointe.

NOTES : Depuis la fin de la période visée par le présent rapport annuel, les changements suivants ont eu lieu au sein de la haute direction (du 1er avril 2005 à septembre 2005) :

Gaetan Thomas : vice-président, Corporation d'énergie nucléaire NB
Rock Marois : vice-président, Corporation de distribution et service à la clientèle Énergie NB
Michael Gorman : vice-président, Services juridiques – Groupe d'Énergie NB
Brian Duplessis : vice-président, Communication d'entreprise – Corporation de portefeuille Énergie NB

Terme	Définition
Capacité	La puissance maximale qu'une tranche de production, une centrale ou un autre appareil électrique peut fournir, normalement exprimée en mégawatts.
Capacité désignée	La partie de la capacité de Production Énergie NB désignée par Distribution Énergie NB comme devant être disponible pour répondre à ses besoins.
Cendres volantes	Les particules fines de cendres en suspension dans les gaz résultant de la combustion de combustible. Les cendres volantes sont éliminées des gaz par des précipitateurs électrostatiques avant l'émission des gaz par la cheminée de la centrale.
Charge	La quantité d'électricité livrée ou requise à un point donné du réseau pour alimenter les équipements consommateurs d'énergie du client.
Commission des entreprises de service public du Nouveau-Brunswick (CESP)	Un organisme administratif responsable de la réglementation économique des entreprises de service public de la province. La CESP réglemente les aspects suivants des activités de Distribution Énergie NB : • Les tarifs, frais et droits applicables aux services • Les appels de propositions pour la fourniture d'électricité • Tout montant exigible des clients de transport ou de l'usage en gros qui réduisent ou qui annulent leurs achats en vertu d'ententes de service normalisé (frais de départ) La CESP réglemente le tarif d'accès au réseau de transport de Transport Énergie NB.
Corporation financière de l'électricité du Nouveau-Brunswick (Corporation financière)	Une corporation de la Couronne qui facilite la conversion de la dette d'Énergie NB à des niveaux convenables dans les filiales et qui assume et réduit le reste de la dette d'Énergie NB.
Dioxyde de carbone (CO_2)	Un gaz incolore, inodore et non toxique qui fait partie normale de l'air ambiant. Le dioxyde de carbone est aussi un produit de la combustion des combustibles fossiles. C'est un gaz à effet de serre qui capte le rayonnement terrestre (exemple : infrarouge) et contribue à la possibilité de réchauffement de la terre.
Dioxyde de soufre (SO_2)	Un gaz incolore de la famille des oxydes de soufre (SOx). Il est formé à partir du soufre dans les matières premières (charbon, minerai, minerais métalliques) utilisées pendant la combustion et le raffinage. Les unités de désulfuration des gaz de combustion enlèvent le SO_2 du gaz avant son émission par la cheminée d'une centrale.
Échange de créances contre actifs	Une possibilité de refinancement où le détenteur de la dette reçoit des actifs et, en échange, annule la dette.
Émission de particules	L'émission de toute matière de petit diamètre, sauf l'humidité, qui existe dans la cheminée d'une centrale à l'état liquide ou solide.
Ententes d'achat d'électricité	Les contrats entre deux parties visant la fourniture d'électricité.
États financiers combinés	Les états financiers combinés réunissent les comptes de Holding Énergie NB, Production Énergie NB, Énergie nucléaire NB, Transport Énergie NB et Distribution Énergie NB (voir les Notes 1 et 2 aux états financiers). Les états financiers sont combinés parce que les entreprises ont une direction commune. Ils ne sont pas consolidés parce que le droit et la capacité d'obtenir les avantages économiques futurs des entreprises n'appartiennent pas à Holding Énergie NB. On a appliqué aux états financiers combinés présentés pour l'exercice qui prend fin le 31 mars 2005 des principes qui ressemblent à ceux utilisés pour l'exercice prenant fin le 31 mars 2004. Ainsi, il est possible de comparer la mise en page et le contenu de la position financière et des résultats d'exploitation des deux périodes.

Terme	Définition
Exploitant du réseau du Nouveau-Brunswick (Exploitant du réseau)	Une corporation de la Couronne indépendante sans but lucratif qui dirige les activités du marché de l'électricité, garantit la fiabilité et la suffisance à long terme du réseau électrique et administre le tarif d'accès au réseau de transport.
Fournisseur du service normalisé	Le fournisseur qui doit fournir assez de capacité et d'énergie pour répondre à la demande des clients qui ne sont pas desservis par un fournisseur compétitif. Distribution Énergie NB est le fournisseur du service normalisé désigné au Nouveau-Brunswick.
Gigawattheure (GWh)	Un million kilowattheures.
Kilowattheure (kWh)	L'unité de base de l'énergie électrique, égale à un kilowatt de puissance fournie ou retirée d'un circuit électrique à un rythme stable pendant une heure.
Mégawatt (MW)	Unité de puissance électrique pour mesurer la capacité de production d'une centrale ou la demande maximale d'un consommateur.
Mesurage net	Le mesurage net s'applique seulement à une catégorie spéciale de producteurs intégrés qui produisent moins de 100 kW et utilisent des combustibles renouvelables.
Norme d'inclusion des ressources renouvelables	La stipulation qu'un certain pourcentage de l'électricité vendue dans un marché concurrentiel soit produite à partir de sources renouvelables.
Orimulsion™	Une émulsion d'environ 70 % de bitume (une huile épaisse) et 30 % d'eau brûlée à la centrale de Dalhousie. Le bitume vient du bassin du Nord de la rivière Orénoque au Venezuela.
Oxydes d'azote (NO_x)	Des gaz formés d'une molécule d'azote et d'un nombre variable de molécules d'oxygène. Les oxydes d'azote sont produits, par exemple, par la combustion de combustibles fossiles dans des véhicules et des centrales. Dans l'atmosphère, les oxydes d'azote peuvent contribuer à la formation d'ozone photochimique (smog) et réduire la visibilité.
Prix d'énergie interruptible	Le montant versé à un consommateur en vertu d'arrangements entre le consommateur et l'Exploitant du réseau où le consommateur accepte de délester sa charge à la discrétion de l'Exploitant du réseau. Un client peut offrir jusqu'à 100 % de sa charge à l'Exploitant du réseau comme réserve d'exploitation.
Production intégrée	La production dans une centrale qui est reliée au réseau de distribution de Distribution Énergie NB, pas au réseau commandé par l'ER.
Répartition économique des tranches de production	La programmation de la production selon la fluctuation de la demande, en fonction des sources de production les moins chères à la disposition de l'Exploitant du réseau, des limites de transport et d'autres contraintes.
Service d'énergie involontaire	La différence horaire entre le flux d'énergie prévu et réel.
Service de programmation	Le service requis pour programmer le mouvement de l'électricité vers ou à partir d'une zone de commande, à travers celle-ci ou à l'intérieur de ladite zone. Ce service incombe uniquement à l'exploitant de la zone de commande où se trouvent les installations de transport en question.
Tarif d'accès au réseau de transport	Établit un accès non discriminatoire au réseau de transport pour les producteurs et les clients à l'intérieur et à l'extérieur de la province et produit des revenus permettant à Transport Énergie NB d'exploiter et d'entretenir le réseau de transport, basé sur le coût de fourniture du service.
Tarif point à point	Les frais perçus pour le service point à point reliant deux points spécifiques. Typiquement, ce service assure le transport de l'énergie dans la province ou vers l'extérieur de celle-ci.

Pour obtenir d'autres exemplaires du rapport, ou un exemplaire en anglais, communiquez avec :

Corporation de portefeuille Energie NB
Communication d'entreprise
C.P. Box 2010
Fredericton (N.-B.)
Canada E3B 5G4

Téléphone : (506) 458-4448
Fax : (506) 458-4249

Le groupe d'Energie NB s'engage à atteindre l'excellence et l'innovation en ce qui a trait à la protection de l'environnement de la province, tout en remplissant sa mission de fournir un approvisionnement économique et viable d'énergie à la population du Nouveau-Brunswick. Le Groupe estime que le rendement environnemental de ses installations est aussi important pour ses clients que la qualité du service.

Vous trouverez le *Rapport de rendement environnemental 2004* à l'adresse :
http://www.energienb.com/fr/commitment/environment/report/report.aspx

Vous trouverez de plus amples renseignements sur le groupe d'entreprises d'Energie NB à l'adresse :
www.energienb.com

www.energienb.com